

# 煤层气藏相对渗透率动态计算方法研究

黄天昊<sup>1,2</sup>, 汪志明<sup>1,2\*</sup>, 曾泉树<sup>1,2</sup>, 蔡先璐<sup>1,2</sup>, 戴安娜<sup>1,2</sup>

1 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249

\* 通信作者, wangzm@cup.edu.cn

收稿日期: 2023-08-21; 修回日期: 2023-11-21

国家自然科学基金面上项目“煤储层气水两相跨尺度流动机理研究”(51974333)资助

**摘要** 为获取煤层气藏气水相对渗透率实际变化特征, 进一步深化对煤层气藏气水产出规律的认知, 构建了结合煤层气藏实时动用情况的煤层气藏相对渗透率动态计算方法。该方法首先通过多煤层全过程耦合流动模型对目标单煤层或多煤层进行产量历史拟合, 获得储层和流体的基本物性参数。而后, 基于得到的基本物性参数开展煤层气井全生产周期产能预测, 同时, 根据储层压降漏斗的实时扩展规律对储层参数进行平均化处理, 并结合流体的实际运移情况计算煤层气藏气—水相对渗透率曲线。研究表明: 本文提出的煤层气藏相对渗透率动态计算方法可在对煤层气藏内部动用情况实时定量分析的基础上, 动态计算煤层气藏实际气水相对渗透率。通过本文提出的方法计算得到的气相相对渗透率曲线上存在反转点, 其反应储层中的解吸气开始稳定、连续的供应。若不考虑储层压降漏斗实际扩展规律, 对储层参数进行全域平均, 计算得到的煤层气藏气水相对渗透率将偏低。对于多煤层气藏, 窜流效应导致的层间流体质量交换和储层压力下降不可忽略, 生产3y时气相窜流量与产气量比值可达0.57, 水相窜流量与产水量的比值可达0.69。忽略窜流条件下计算得到的煤层气藏气水相对渗透率偏低, 仅为考虑窜流条件下的42.89%和24.40%。在煤层气井实际生产过程中, 含水饱和度保持在较高值, 大于40%, 受高含水饱和度的制约, 煤层气藏气相相对渗透率值较低, 小于0.2。

**关键词** 煤层气; 相对渗透率; 产能预测; 多层合采; 层间窜流

**中图分类号**: TE357; P618.13

## Research into relative permeability dynamic calculation methods for coalbed methane reservoirs

HUANG Tianhao<sup>1,2</sup>, WANG Zhiming<sup>1,2</sup>, ZENG Quanshu<sup>1,2</sup>, CAI Xianlu<sup>1,2</sup>, DAI Anna<sup>1,2</sup>

1 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

Received: 2023-08-21; Revised: 2023-11-21

**Abstract** In order to obtain the actual change characteristics of the gas-water relative permeability in coalbed methane (CBM) reservoirs and to further deepen the understanding of the gas-water production process of CBM reservoirs, a relative permeability dynamic calculation method of CBM reservoirs combined with the real-time production situation of the reservoir was constructed. Firstly, the production history match of the target single coal seam or multiple coal seams is carried out using the multiple coal seam whole process

引用格式: 黄天昊, 汪志明, 曾泉树, 蔡先璐, 戴安娜. 煤层气藏相对渗透率动态计算方法研究. 石油科学通报, 2024, 03: 525-534

HUANG Tianhao, WANG Zhiming, ZENG Quanshu, CAI Xianlu, DAI Anna. Research into relative permeability dynamic calculation methods for coalbed methane reservoirs. Petroleum Science Bulletin, 2024, 03: 525-534. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.03.039

coupling flow model, which is to obtain the basic physical parameters of the reservoir and fluid. Then, based on the obtained basic physical parameters, the full production cycle productivity prediction of the CBM well is carried out. At the same time, the reservoir parameters are averaged according to the real-time expansion behavior of the reservoir pressure drop, and the gas-water permeability curve of the CBM reservoir is calculated based on the averaged reservoir parameters and the actual fluid migration. The results show that the relative permeability dynamic calculation method of CBM reservoirs proposed in this paper can dynamically calculate the actual gas-water relative permeability of the CBM reservoir on the basis of real-time quantitative analysis of the internal production situation of the CBM reservoir. There is a reversal point on the gas relative permeability curve calculated by the method proposed in this paper. The reversal point characterizes the stable and continuous supply of desorption gas in CBM reservoirs. If the actual expansion of the CBM reservoir pressure drop is not considered and the reservoir parameters are averaged in the whole area, the calculated gas-water relative permeability of the CBM reservoir will be low. For multiple coal seam reservoirs, the interlayer mass exchange of fluids and the decrease in the reservoir pressure caused by the crossflow cannot be ignored. The ratio of the crossflow of gas to gas production can reach 0.57, and the ratio of the crossflow of water to water production can reach 0.69 after 3 years of production. The calculated gas-water relative permeability of the CBM reservoir under the condition of ignoring the crossflow is low, which is only 42.9% and 24.4% respectively of the calculated gas-water relative permeability under the condition of considering the crossflow. In the actual production process of CBM wells, the water saturation remains at a high value, more than 40%. Restricted by the high water saturation, the gas relative permeability of CBM reservoirs is low, less than 0.2.

**Keywords** coalbed methane; relative permeability; productivity prediction; commingled production; crossflow

**doi:** 10.3969/j.issn.2096-1693.2024.03.039

## 0 引言

近年来,我国煤层气产量稳步提升,2022年煤层气产量达115.5亿 $\text{m}^3$ 。目前,我国煤层气规模性开发区块主要集中在沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘,并向滇东黔西地区扩展<sup>[1-6]</sup>。在煤层气藏开发过程中,煤层气藏气水相对渗透率直接决定了储层内流体的流动,准确的煤层气藏气水相对渗透率有助于深化对储层流体实际运移规律的认识。目前,煤层气藏相对渗透率曲线主要通过室内实验<sup>[7-9]</sup>和数值模拟的方法获得<sup>[10-13]</sup>。

区别于常规储层,煤岩储层非均质性、各向异性较强,使用单一煤样进行室内实验获得的相对渗透率曲线缺乏代表性。此外,常规的室内驱替实验无法还原储层条件下煤岩内气体的吸附解吸过程,且煤样易碎,容易形成高速导流通道使得所测渗透率偏高。综上所述,传统室内实验方法较难获得准确、具有较高适用性的气—水相对渗透率曲线。

数值模拟方法方面,Clarkson等<sup>[14-16]</sup>通过其建立的水箱模型(Tank Model)对煤层气井进行产量历史拟合,并通过物质平衡的方法对储层含水饱和度进行估算,从而得到煤层气藏气水相对渗透率。目前通过数值模拟获取相对渗透率的方法较依赖于生产数据,受生产数据波动影响较大。且在实际计算过程中,一般将储层参数进行全域平均,并未考虑煤层气藏实际生产动态和动用情况,所得到的气—水相对渗透率曲线存在一定偏差。

此外,对于多煤层气藏,其具有单煤层厚度小,层数多,层间容易产生窜流的特点,所获得的产量曲线是各层共同作用的结果。相较于各层的气水相对渗透率而言,多煤层气藏整体的气水相对渗透率更能反应不同含水饱和度下多煤层气藏气水流动的整体情况。

在之前研究工作的基础上,本文提出了一种结合煤层气藏实时动用情况的煤层气藏相对渗透率动态计算方法。首先,通过多煤层全过程耦合流动模型<sup>[1]</sup>对煤层气井产量进行历史拟合,得到储层、流体基本物性参数。而后,基于获得的物性参数进行煤层气井全生产周期产能预测。根据储层压降漏斗扩展规律动态识别各层的实际动用情况,对于多煤层储层,实时获取各层的层间窜流量,综合以上因素计算煤层气藏气水相对渗透率。并基于获得的气—水相对渗透率曲线对储层内流体的运移规律作进一步的分析。

## 1 流动模型与渗透率计算方法

### 1.1 全过程耦合流动模型

针对煤层气藏内流体的运移,国内外学者建立了多种数值模型<sup>[17-23]</sup>。汪志明<sup>[1]</sup>等建立的多煤层全过程耦合流动模型由煤层基质吸附气解吸模型、煤层双孔—单渗模型、砂岩夹层单孔—单渗模型、层间窜流模型、井筒多相流动模型组成。其将煤层气采出过程中的全过程流动具体划分为储层渗流、层间窜流和井筒管流,真实反应了煤层流体的实际产出过程。多煤层全过程耦合流动模型如图1所示。

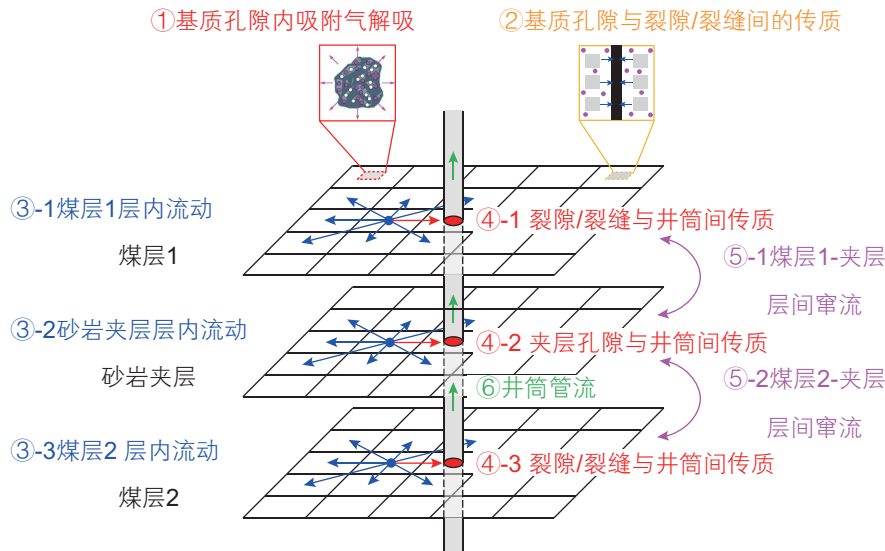


图 1 多煤层全过程耦合流动模型示意图

Fig. 1 Schematic diagram of multiple coal seam whole process coupling flow model

1.2 煤层气藏相对渗透率动态计算方法

结合煤层气藏实际动用情况的煤层气藏相对渗透率动态计算方法流程如图 2 所示。该计算方法在通过产量历史拟合获得储层、流体基本物性参数的基础上，对煤层气井开展全生产周期的产能预测。同时，在产能预测过程中，结合压降漏斗的扩展规律和各层间的窜流情况，动态识别煤层气藏动用情况，由此计算当前生产动态下的气水相对渗透率。

生产数据历史拟合与产能预测采用多煤层全过程耦合流动模型<sup>[1]</sup>，煤层气藏气水相对渗透率计算公式如下：

$$k_{rg} = q_{gwelltotal} \cdot \frac{\overline{\mu_g B_g}}{k_{total}} \cdot \frac{\ln \overline{r_c}/r_w + \overline{s}}{2\pi h_{total} (\overline{p_g} - p_{wf})} \cdot 10^{-6} \quad (1)$$

$$k_{rw} = q_{wwelltotal} \cdot \frac{\overline{\mu_w B_w}}{k_{total}} \cdot \frac{\ln \overline{r_c}/r_w + \overline{s}}{2\pi h_{total} (\overline{p_w} - p_{wf})} \cdot 10^{-6} \quad (2)$$

式中： $k_{rg}$ 、 $k_{rw}$ 为气相和水相相对渗透率，无量纲； $q_{gwelltotal}$ 、 $q_{wwelltotal}$ 为产气量和产水量， $m^3/s$ ； $k_{total}$ 为平均化储层水平渗透率， $10^{-3} mm^2$ ； $\overline{B_g}$ 、 $\overline{B_w}$ 为平均化储层气相和水相体积系数，无量纲； $\overline{\mu_g}$ 、 $\overline{\mu_w}$ 为平均化储层气相和水相动力粘度， $mPa \cdot s$ ； $h_{total}$ 为储层总厚度， $m$ ； $\overline{r_c}$ 为平均化等效供给半径， $m$ ； $r_w$ 为井筒半径， $m$ ； $\overline{s}$ 为平均化表皮系数； $\overline{p_{wf}}$ 为平均化井底流压， $MPa$ ； $\overline{p_g}$ 、 $\overline{p_w}$ 为平均化气相和水相孔隙压力， $MPa$ 。

其中，平均化储层水平渗透率和平均化等效供给

半径计算公式<sup>[24]</sup>如下所示：

$$\overline{k_{total}} = \sqrt{k_x k_y} \quad (3)$$

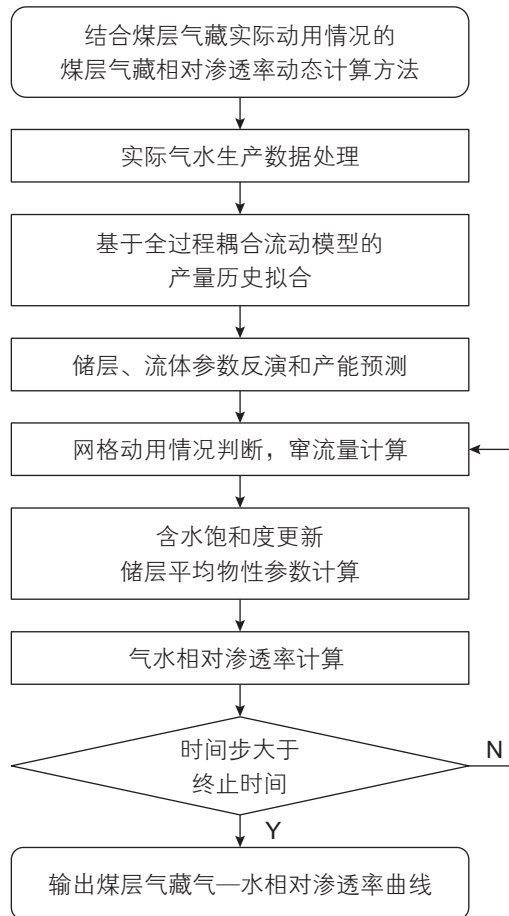


图 2 煤层气藏气水相对渗透率动态计算方法

Fig. 2 Gas-water relative permeability dynamic calculation method of CBM reservoirs

$$\bar{r}_c = \begin{cases} 0.208\Delta x & \Delta x = \Delta y, \bar{k}_x = \bar{k}_y \\ 0.28 \frac{\left[ \left( \bar{k}_y / \bar{k}_x \right)^{1/2} \Delta x^2 + \left( \bar{k}_x / \bar{k}_y \right)^{1/2} \Delta y^2 \right]^{1/2}}{\left( \bar{k}_y / \bar{k}_x \right)^{1/4} + \left( \bar{k}_x / \bar{k}_y \right)^{1/4}} & \text{其他} \end{cases} \quad (4)$$

式中： $\bar{k}_{\text{total}}$ 为平均化储层水平渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； $\bar{k}_x$ 为平均化储层 $x$ 方向渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ； $\bar{k}_y$ 为平均化储层 $y$ 方向渗透率， $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。 $\bar{r}_c$ 为平均化等效供给半径，m； $\Delta x$ 为动用区域 $x$ 方向长度，m； $\Delta y$ 为动用区域 $y$ 方向长度，m。

关于平均化储层物性参数的处理，本文结合压力降幅的实时变化情况，仅对较初始储层压力相比，压力降幅达到给定临界值(即动用区域内)的储层网格的物性参数进行平均化处理。

对于多煤层储层，随着开采的进行，受压力差异的影响，煤层和煤层，煤层和夹层间存在层间窜流。计算煤层气藏气水相对渗透率时，在产气量和产水量中还需考虑气相窜流量和水相窜流量。气相窜流量和水相窜流量计算公式如下：

$$\begin{cases} \text{cross}_{gi} = \frac{(GIP_{i,t+\Delta t} - GIP_{i,t})}{\Delta t} + q_{gi} - q_{gmfi} \\ \text{cross}_{wi} = \frac{(WIP_{i,t+\Delta t} - WIP_{i,t})}{\Delta t} + q_{wi} \end{cases} \quad (5)$$

式中： $\text{cross}_{gi}$ 为第 $i$ 层单位时间内的气相窜流量， $\text{m}^3/\text{s}$ ； $GIP_{i,t}$ 为第 $i$ 层， $t$ 时刻的含气量， $\text{m}^3$ ， $\Delta t$ 为时间间隔，s； $q_{gi}$ 为第 $i$ 层单位时间内的产气量， $\text{m}^3/\text{s}$ ； $q_{gmfi}$ 为第 $i$ 层单位时间内的解吸气量， $\text{m}^3/\text{s}$ ； $\text{cross}_{wi}$ 为第 $i$ 层单位时间内的水相窜流量， $\text{m}^3/\text{s}$ ； $WIP_{i,t}$ 为第 $i$ 层， $t$ 时刻的含水量， $\text{m}^3$ ； $q_{wi}$ 为第 $i$ 层单位时间内的产水量， $\text{m}^3/\text{s}$ 。

表1 输入基本物性参数

Table 1 Input basic physical properties parameters

参数	数值	参数	数值
煤岩密度/ $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$	$9 \times 10^2$	夹层孔隙压力/MPa	7.0
煤层1裂缝压缩系数/ $\text{MPa}^{-1}$	$8 \times 10^{-5}$	煤层2孔隙压力/MPa	7.0
煤层2裂缝压缩系数/ $\text{MPa}^{-1}$	$8 \times 10^{-5}$	煤层1孔隙度	7%
煤层1水平渗透率/mD	0.5	夹层孔隙度	5%
夹层水平渗透率/mD	0.1	煤层2孔隙度	7%
煤层2水平渗透率/mD	0.5	煤层1含水饱和度	0.999
煤层1Z方向渗透率/mD	0.01	夹层含水饱和度	0.9
夹层Z方向渗透率/mD	0.05	煤层2含水饱和度	0.999
煤层2Z方向渗透率/mD	0.01	煤层1兰氏压力 $P_L$ /MPa	3.0
煤层1压裂渗透率/mD	65	煤层1兰氏体积 $V_L$ / $\text{m}^3\cdot\text{kg}^{-1}$	0.035
煤层2压裂渗透率/mD	65	煤层2兰氏压力 $P_L$ /MPa	3.0
煤层1孔隙压力/MPa	7.0	煤层2兰氏体积 $V_L$ / $\text{m}^3\cdot\text{kg}^{-1}$	0.035

此外，对于各层的气相和水相窜流量，为满足物质平衡，其还应满足如下公式：

$$\begin{cases} \text{cross}_{g1} + \text{cross}_{g2} + \dots + \text{cross}_{gn} \leq \varepsilon_1 \\ \text{cross}_{w1} + \text{cross}_{w2} + \dots + \text{cross}_{wn} \leq \varepsilon_2 \end{cases} \quad (6)$$

式中： $\varepsilon_1$ 为气相窜流量物质平衡检验允许误差， $\text{m}^3/\text{s}$ ； $\varepsilon_2$ 为水相窜流量物质平衡检验允许误差， $\text{m}^3/\text{s}$ 。

## 2 方法分析

本节应用煤层气藏相对渗透率动态计算方法对考虑/不考虑储层动用情况下和考虑/不考虑窜流量影响下计算得到的煤层气藏气水相对渗透率的差异进行具体分析和讨论。模型输入的储层、夹层和流体的基本物性参数如表1所示。初始输入相对渗透率曲线采用Gash的实验测量曲线<sup>[7]</sup>。

### 2.1 输入、输出相对渗透率曲线对比

初始输入相对渗透率曲线和应用本文煤层气藏相对渗透率动态计算方法所得的输出相对渗透率曲线如图3所示。受层间窜流效应的影响，煤层与夹层间存在流体的质量交换，煤层向夹层的窜流促进了煤层流体的产出，计算得到的输出气水相对渗透率均高于输入气水相对渗透率。

对处于高含水饱和度段的输出气相相对渗透率进行局部放大，如图4所示。从图中可以看出，在煤层气井生产初期，由于游离气的大量产出，气相相对渗透率快速上升至极大值点A，后由于游离气的快速产出，同时受储层低渗透率的影响，解吸气供给量不足，



气相相对渗透率开始下降。降至点B后，随着储层解吸气补充量的提升，气相相对渗透率开始回升，可以认为从反转点B起，储层的解吸气开始连续、稳定供给。

2.2 考虑/不考虑储层动用情况差异

储层压力随着煤层气藏的开发总体呈下降趋势。压降漏斗的扩展同时受煤层气井生产时间和距井筒距离的影响，如图5所示。近井地带由于存在渗透率改善区，压力降幅较大。受渗透率的影响，沿井筒半径方向，压力降幅呈递减趋势，如图5a所示。煤层气井生产初期，随着游离气的大量产出，一定时间间隔内储层平均压力降幅较大，生产100 d时平均压力较初始储层压力降幅为19.14%，生产1000 d时平均压力较初始储层压力降幅为39.68%。随着游离气的快速产出和解吸气的逐步产出，单位时间内的平均压力降幅随生产的进行逐渐减小，如图5b所示。

考虑压力降幅的实时变化情况，仅对较初始储层压力相比，压力降幅达到给定临界值的储层网格的物

性参数进行平均化处理，进而计算气水相对渗透率。当压力降幅临界值取0时，即为不考虑储层动用的情况。本文压力降幅临界值取0.12，此时的压力为临界解吸压力，计算结果如图6所示。

从图中可以看到，若将物性参数进行全域平均，即不考虑储层动用情况的条件下，受未动用储层网格的影响，计算得到的气相、水相相对渗透率均偏低，生产100 d时，压力降幅为0.12的气相相对渗透率与不考虑储层动用情况的气相相对渗透率比值的平均值为0.94，水相相对渗透率比值的平均值为0.96。

2.3 层间窜流效应影响

区别于单煤层储层，多煤层储层压力的下降同时受到产量与窜流量的影响，故在计算气水相对渗透率时需在产量项中加入窜流量。考虑窜流量与不考虑窜流量计算得到的煤层气藏气—水相对渗透率曲线如图7所示。从图中可以看出，对于多煤层储层，窜流量对相对渗透率计算的影响较大。若不考虑窜流量的影响，气相相对渗透率为考虑窜流量的气相相对渗透率

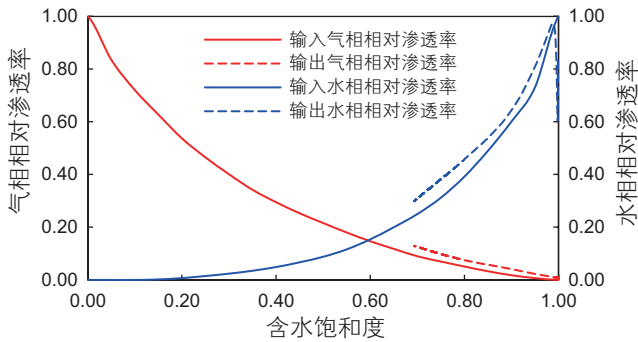


图3 输入、输出气—水相对渗透率曲线对比图  
Fig. 3 Comparison diagram of input and output gas-water relative permeability curve

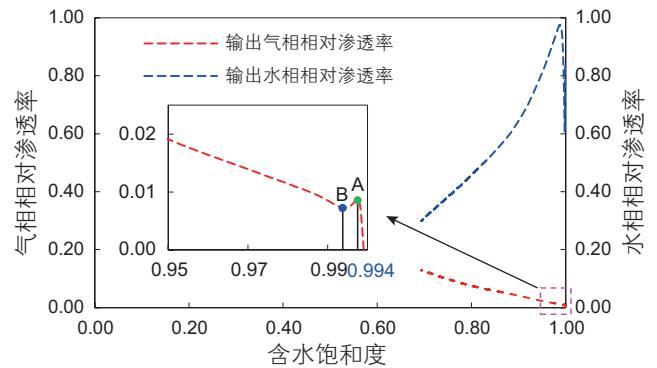
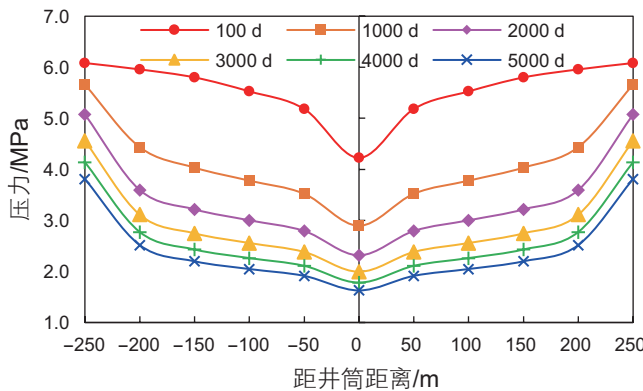
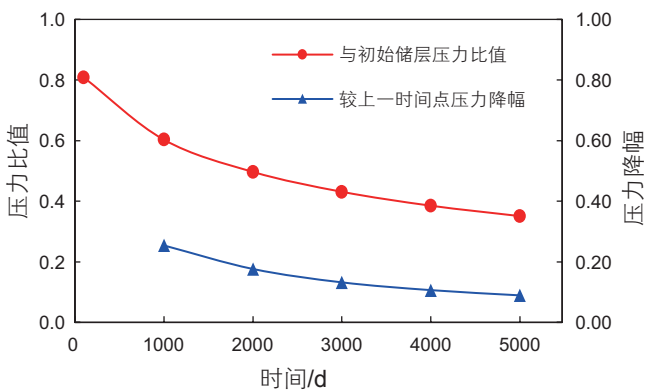


图4 输出相对渗透率曲线  
Fig. 4 Output relative permeability curve



(a) 压降漏斗变化规律



(b) 一定时间间隔内压力降幅比值

图5 储层压力分布情况  
Fig. 5 Pressure distribution of the reservoir

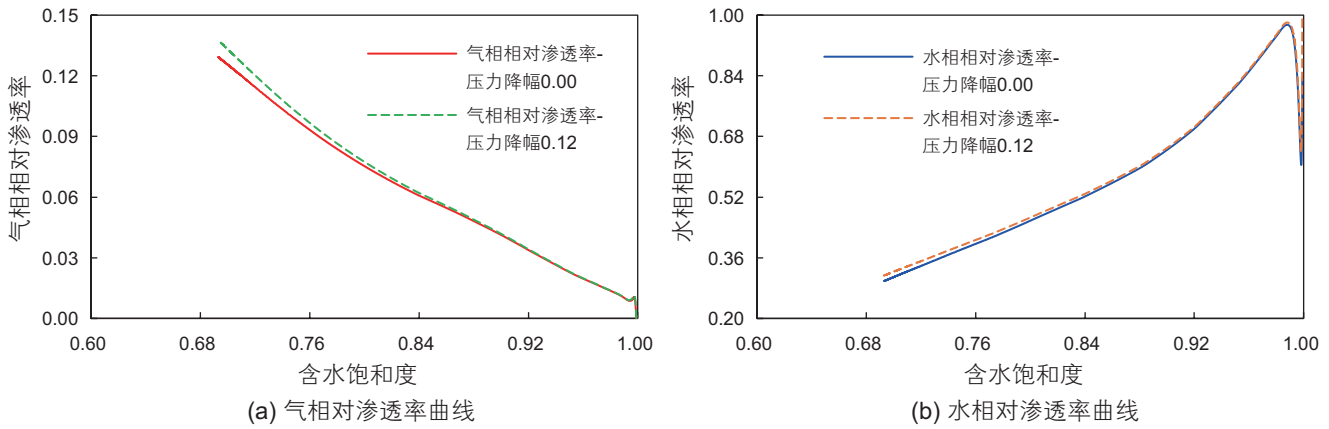


图6 考虑/不考虑压力降幅的气—水相对渗透率曲线

Fig. 6 Gas-water relative permeability curve with/without considering pressure decrease

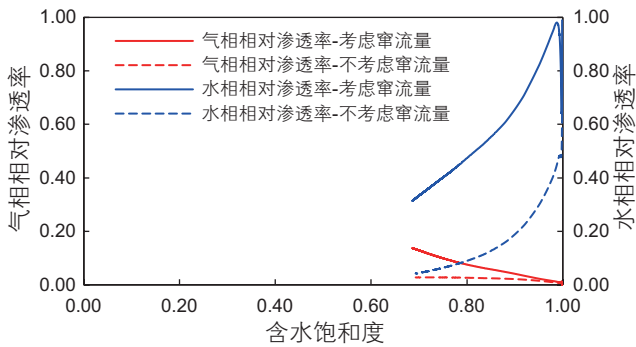


图7 考虑/不考虑窜流量情况下气水相对渗透率对比图

Fig. 7 Comparison diagram of gas-water relative permeability with/without considering crossflow

的42.89%，水相相对渗透率仅为考虑窜流量的水相相对渗透率的24.40%。

具体的窜流情况如图8所示。从图8a中可以看出，随着生产的进行，窜流量呈先上升后下降的趋势。由于夹层游离气产出后，无解吸气的后续补充，导致压力降幅大于煤层，煤层向夹层的气相窜流量增加，

后随着多煤层系统达到稳定且煤层解吸气量的减小，气相窜流量逐渐降低。从图8b中可以看出，随着生产的进行，窜流量与产量的比值总体呈上升趋势，生产前期增幅较大，后期逐渐减小。生产3y时，气相窜流量与产气量比值达0.57，水相窜流量与产水量的比值达0.69。

### 3 实际应用

选取沁水盆地单煤层气A1井、A2井和滇东黔西地区多层合采气B1井、B2井对本文提出的结合煤层气藏实际动用情况的煤层气藏相对渗透率动态计算方法作进一步的应用与分析。拟合得到的储层、流体基本物性参数如表2、表3所示。生产数据拟合结果如图9、图10所示。整体拟合情况良好，A1井、A2井平均拟合误差分别为18.03%、19.79%，B1井、B2井平均拟合误差分别为8.85%、17.57%。

如图11所示，通过本文提出的相对渗透率动态计

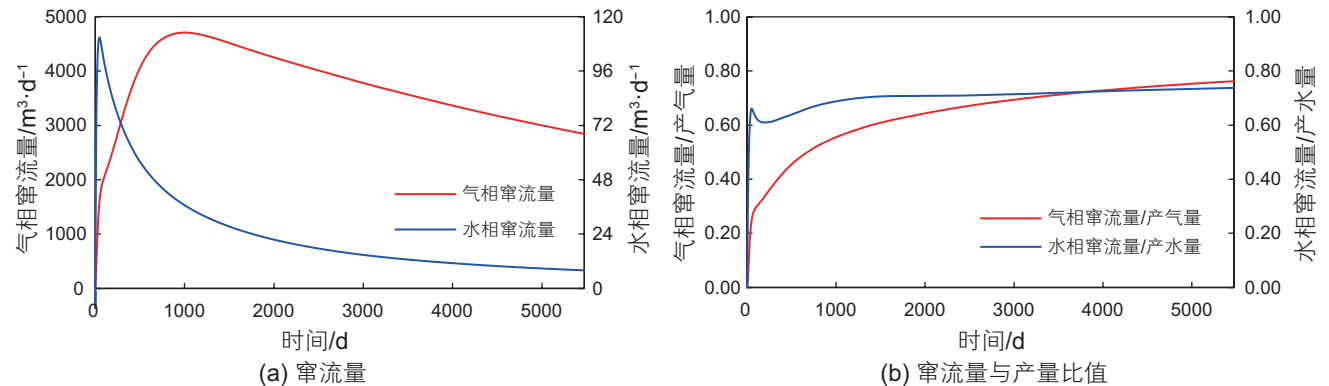


图8 窜流情况

Fig. 8 Interlayer crossflow situation

表 2 A1、A2 井储层参数拟合结果

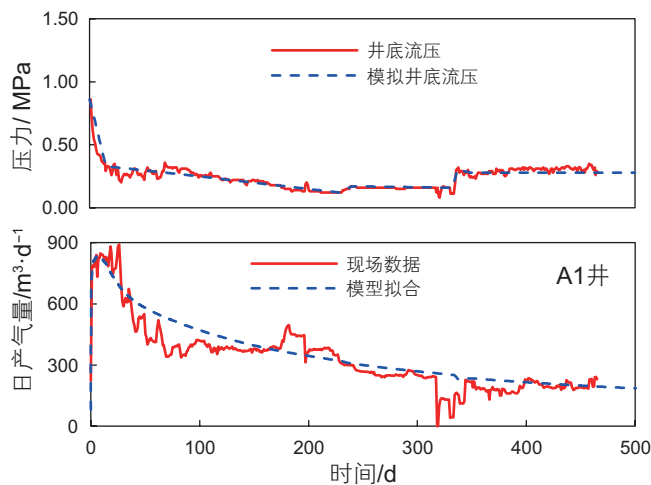
Table 2 Reservoir parameters matching results of well A1 and A2

井号	参数	储层参数范围	模型拟合结果
			煤层 1
A1	厚度/m	2~8	5.9
	孔隙度	0.05~0.08	0.07
	压裂区渗透率/mD	10~100	18.0
	储层原始渗透率/mD	0.12~1.43	0.75
	$V_L/m^3 \cdot t^{-1}$	16~37	32.50
	$P_L/MPa$	0.90~3.50	0.97
A2	厚度/m	2~8	5.9
	孔隙度	0.05~0.08	0.07
	压裂区渗透率/mD	10~100	35.0
	储层原始渗透率/mD	0.12~1.43	1.20
	$V_L/m^3 \cdot t^{-1}$	16~37	36.50
	$P_L/MPa$	0.90~3.50	0.97

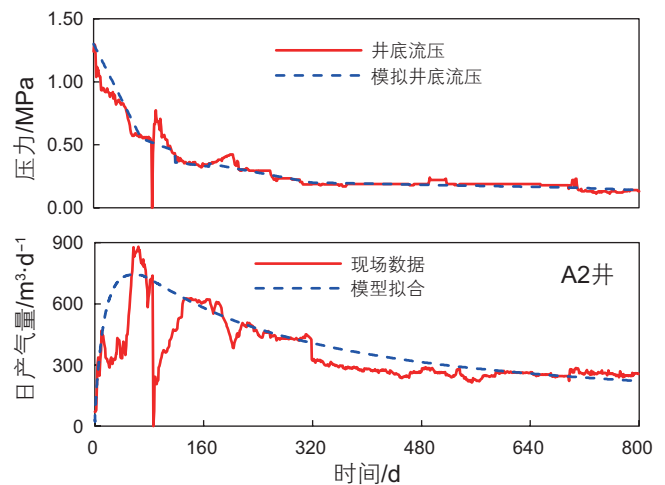
表 3 B1、B2 井储层参数拟合结果

Table 3 Reservoir parameters matching results of well B1 and B2

井号	参数	储层参数范围	模型拟合结果		
			煤层 1	夹层	煤层 2
B1	厚度/m	0.5~12	12.0	1.0	5.4
	孔隙度	0.02~0.10	0.07	0.05	0.07
	压裂区渗透率/mD	10~100	75.0	-	75.0
	储层原始渗透率/mD	0.1~1.0	0.7	0.1	0.7
	兰氏体积 $V_L/m^3 \cdot t^{-1}$	30~40	37.40	-	38.66
	兰氏压力 $P_L/MPa$	2~4	2.11	-	2.28
B2	厚度/m	0.5~12	5.0	1.0	6.0
	孔隙度	0.02~0.10	0.07	0.05	0.07
	压裂区渗透率/mD	10~100	55.0	-	85.0
	储层原始渗透率/mD	0.1~1.0	0.5	0.1	0.8
	兰氏体积 $V_L/m^3 \cdot t^{-1}$	30~40	33.40	-	32.66
	兰氏压力 $P_L/MPa$	2~4	2.51	-	2.48



(a) A1井生产数据拟合结果



(b) A2井生产数据拟合结果

图 9 A1、A2 井生产数据拟合结果

Fig. 9 Production data matching results of well A1 and A2

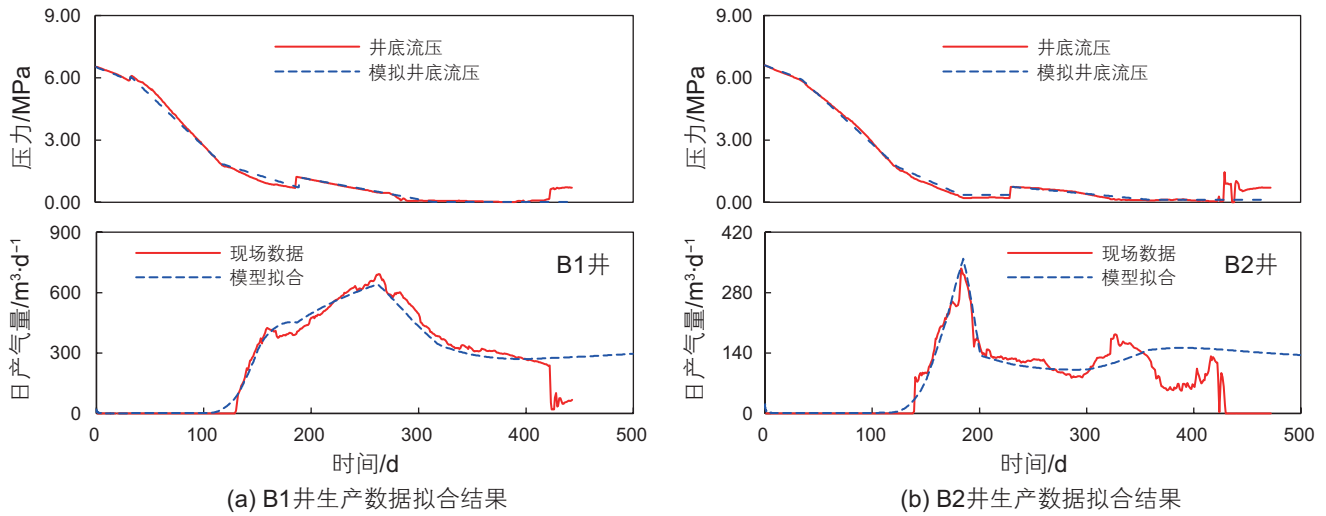


图 10 B1、B2 井生产数据拟合结果  
Fig. 10 Production data matching results of well B1 and B2

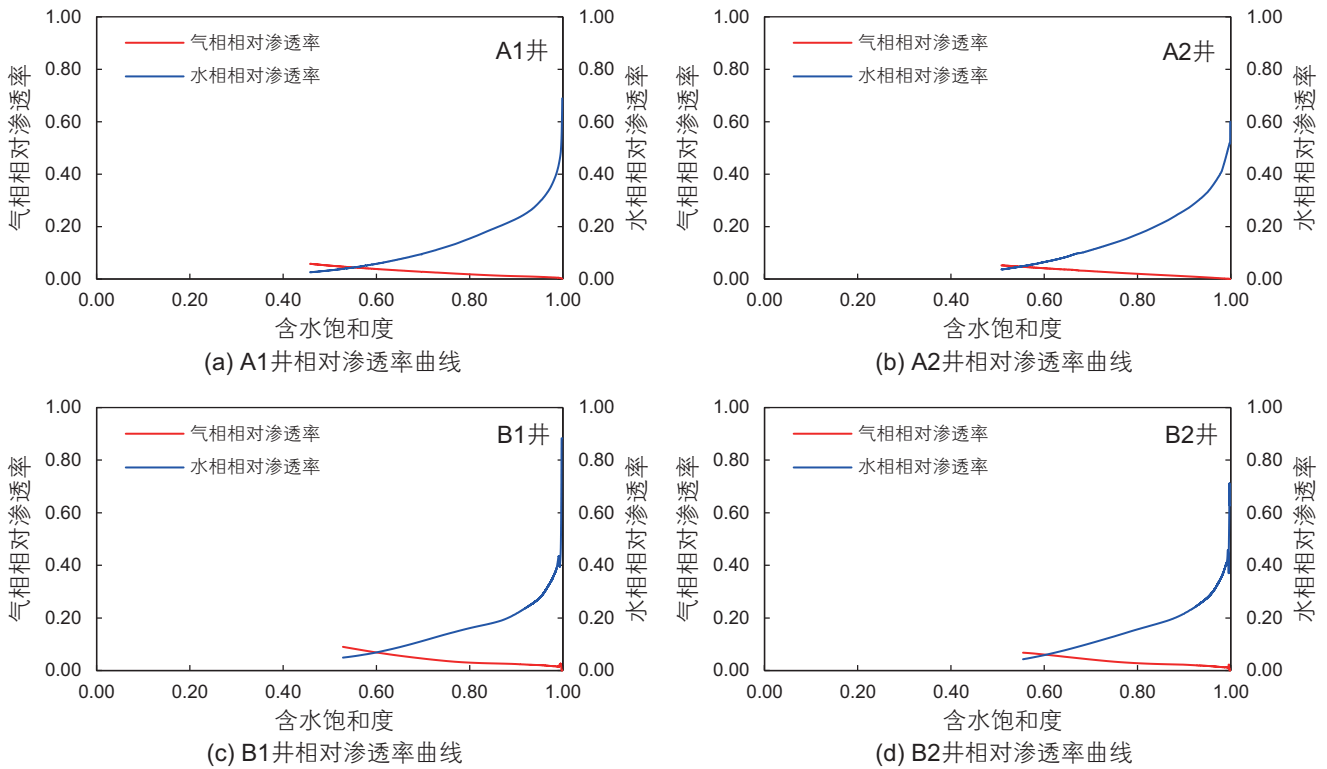


图 11 实际生产井相对渗透率曲线  
Fig. 11 Relative permeability curve of actual production well

算方法得到的煤层气藏气—水相对渗透率曲线整体变化规律与前文分析保持一致，即水相相对渗透率降幅较大，气相相对渗透率增幅缓慢。在煤层气井生产末期，气相相对渗透率小于 0.2。同时，随着生产的进行，平均含水饱和度变化较小，整体保持在较高水平，大于 40%。

B1、B2 井气相相对渗透率曲线在高含水饱和度段

的局部放大图如图 12 所示。从图中可以看出，与前文分析一致，气相相对渗透率整体可分为快速上升，下降，再上升 3 个阶段，且均存在反转点。对于 B2 井，由于煤层 1 和煤层 2 解吸过程不同步，解吸气连续供给阶段存在先后关系，导致其存在两个反转点 b2 和 b3，这也可以作为分析多煤层储层不同煤层解吸情况差异的依据之一。



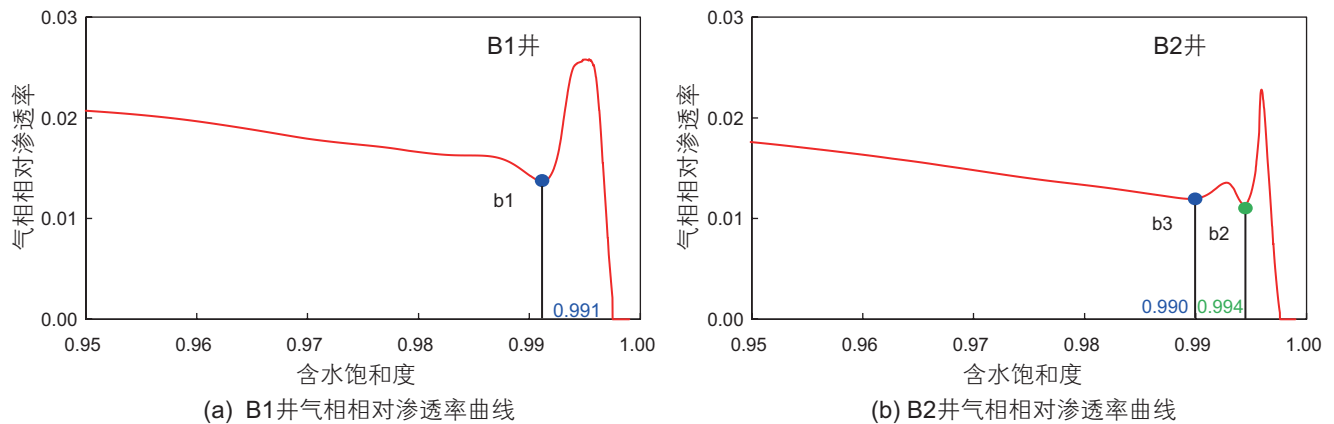


图 12 B1、B2 井气相相对渗透率曲线

Fig. 12 Gas relative permeability curve of Well B1 and B2

## 4 结论

(1) 本文提出的煤层气藏相对渗透率动态计算方法可根据储层实际动用情况, 计算当前生产动态下的气水相对渗透率;

(2) 通过本文提出的煤层气藏相对渗透率动态计算方法获得的气相相对渗透率曲线上存在反转点, 其可表征储层解吸气开始持续、稳定的产出;

(3) 在计算煤层气藏相对渗透率计算时, 若不结合

压降漏斗的实际扩展情况直接对储层参数进行全域平均, 得到的气水相对渗透率将偏低;

(4) 对于多煤层储层, 窜流量在计算相对渗透率时不可忽略, 若不考虑窜流量的影响, 计算得到的气相相对渗透率为考虑窜流量的气相相对渗透率的 42.89%, 水相相对渗透率为考虑窜流量的水相相对渗透率的 24.40%;

(5) 在煤层气井生产过程中, 含水饱和度较高, 大于 40%, 受高含水饱和度的制约, 煤储层气相相对渗透率整体较低, 小于 0.2。

## 参考文献

- [1] 汪志明, 曾泉树, 张健. 煤层气开发基础理论[M]. 北京: 石油工业出版社, 2021: 180-214. [WANG Z M, ZENG Q S, ZHANG J. Fundamental theory of coalbed methane development. Beijing: Petroleum Industry Press, 2021: 153-178.]
- [2] 曾泉树, 汪志明. 鄂尔多斯盆地东缘煤岩渗透率的应力和温度敏感特征[J]. 石油科学通报, 2020, 5(4): 512-519. [ZENG Q S, WANG Z M. Stress and temperature sensitivity of coal permeability in the Eastern Ordos Basin[J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 5(4): 512-519.]
- [3] 苏雪峰, 刘岩, 崔周旗, 等. 降压速率对沁水盆地南部高阶煤产气能力的影响[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(3): 613-620. [SU X F, LIU Y, CUI Z Q, et al. Influence of depressurization rate on gas production capacity of high-rank coal in the south of Qinshui Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(3): 613-620.]
- [4] 杨兆彪, 张争光, 秦勇, 等. 多煤层条件下煤层气开发产层组合优化方法[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(2): 297-304. [YANG Z B, ZHANG Z G, QIN Y, et al. Optimization methods of production layer combination for coalbed methane development in multi-coal seams[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(2): 297-304.]
- [5] 吴财芳, 刘小磊, 张莎莎. 滇东黔西多煤层地区煤层气“层次递阶”地质选区指标体系构建[J]. 煤炭学报, 2018, 43(6): 1647-1653. [WU C F, LIU X L, ZHANG S S. Construction of index system of “Hierarchical progressive” geological selection of coalbed methane in multiple seam area of eastern Yunnan and western Guizhou[J]. Journal of China Coal Society, 2018, 43(6): 1647-1653.]
- [6] 易同生, 周效志, 金军. 黔西松河井田龙潭煤系煤层气—致密气成藏特征及共探共采技术[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 212-220. [YI T S, ZHOU X Z, JIN J. Reservoir forming characteristics and co-exploration and concurrent production technology of Longtan coal measure coalbed methane & tight gas in Songhe field, western Guizhou[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 212-220.]
- [7] GASH B W. Measurement of “rock properties” in coal for coalbed methane production[C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, U. S. A., 1991.
- [8] 申建, 秦勇, 傅雪海, 等. 沁水盆地不同煤阶煤相渗透规律实验和模型研究[C]. 煤层气勘探开发理论与技术—2010年全国煤层气学术研讨会论文集, 2010: 101-106. [SHEN J, QIN Y, FU X H. Experimental and model study on coal relative permeability of different

- coal rank in Qinshui Basin[C]. Exploration and development theory of coalbed methane-Proceedings of 2010 National Symposium on coalbed methane, 2010: 101–106.]
- [9] 吕伟峰, 刘庆杰, 张祖波, 等. 三相相对渗透率曲线实验测定[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 713–719. [LV W F, LIU Q J, ZHANG Z B, et al. Measurement of three-phase relative permeabilities[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 713–719.]
- [10] HUANG T H, WANG Z M, ZENG Q S. Research on multiple coal seams relative permeability calculation method based on production data inversion[C]. SPE Europe-Europe Energy Conference featured at the 84th EAGE Annual Conference & Exhibition, Vienna, Austria, 2023.
- [11] 左胜杰, 马丽, 单学军. 利用煤层气田生产数据计算相渗的新方法[C]. 2013年煤层气学术研讨会论文集, 2013: 217–225. [ZUO S J, MA L, SHAN X J. A new method for calculating relative permeability using production data of coalbed gas field[C]. Proceedings of 2013 coalbed methane Symposium, 2013: 217–225.]
- [12] 刘世奇, 桑树勋, MA J S, 等. 沁水盆地南部高阶煤储层气/水产出过程分析[J]. 煤炭科学技术, 2017, 45(9): 1–6, 24. [LIU S Q, SANG S X, MA J S, et al. Analysis on gas and water output process of high rank coal reservoir in Southern Qinshui Basin[J]. Coal Science and Technology, 2017, 45(9): 1–6, 24.]
- [13] 朱苏阳, 彭小龙, 李传亮, 等. 一种煤层气藏相渗的获得方法及曲线形态讨论[J]. 岩石力学与工程学报, 2019, 38(8): 1659–1666. [ZHU S Y, PENG X L, LI C L, et al. An approximation of the relative permeability and discussion on curve shapes in coalbed methane reservoirs[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2019, 38(8): 1659–1666.]
- [14] CLARKSON C R, MCGOVERN J M. Optimization of coalbed-methane-reservoir exploration and development strategies through integration of simulation and economics[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2005, 8(6): 502–519.
- [15] CLARKSON C R, JORDAN C L, GIERHART R R, et al. Production data analysis of CBM wells[C]. 2007 SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium, Denver, U. S. A., 2007.
- [16] CLARKSON C R, RAHMANIAN M, KANTZAS A, et al. Relative permeability of CBM reservoirs: controls on curve shape[J]. International Journal of Coal Geology, 2011, 88: 204–217.
- [17] SAWYER W K, PAUL G W, SCHRAUFNAGLE R A. Development and application of a 3D coalbed simulator[C]. International Technical Meeting, Calgary, Canada, 1990.
- [18] 李斌. 煤层气非平衡吸附的数学模型和数值模拟[J]. 石油学报, 1996, 17(4): 42–49. [LI B. Mathematical models and numerical simulation of non-equilibrium adsorption of coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica, 1996, 17(4): 42–49.]
- [19] YOUNG, G B C. Computer modeling and simulation of coalbed methane resources[J]. International Journal of Coal Geology, 1998(35): 369–379.
- [20] MANIK J, ERTEKIN T, KOHLER T E. Development and validation of a compositional coalbed simulator[C]. Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, 2000.
- [21] 钟子尧, 吴晓东, 韩国庆. 煤层气水平井压力饱和度关系及半解析生产预测模型[J]. 石油科学通报, 2017, 2(2): 251–257. [ZHONG Z Y, WU X D, HAN G Q. Pressure and saturation relationship in CBM reservoir and the semi-analytical production forecast model for the horizontal well[J]. Petroleum Science Bulletin, 2017, 2(2): 251–257.]
- [22] 赵继展. 煤矿采动区煤层气井产能数值模拟及应用研究[D]. 北京: 煤炭科学研究总院, 2018. [ZHAO J Z. Study on numerical simulation and application of gob coal seam gas well productivity in longwall working face[D]. Beijing: Mineral Resource Prospecting and Exploration, 2018.]
- [23] SUN Z, SHI J T, WU K L, et al. A prediction model for desorption area propagation of coalbed methane wells with hydraulic fracturing[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 175: 286–293.
- [24] PEACEMAN D W. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropic permeability[J]. SPE Journal, 23(1983): 531–543.

(编辑 杨雅露)