

# 考虑吸附效应的页岩气传质机理及产能主控因素分析

李文睿<sup>\*#</sup>, 陈俊铭, 刘禄泽, 于小小, 任一凡

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2026年4月10日; 录用日期: 2026年6月1日; 发布日期: 2026年6月16日

## 摘要

页岩气储层中吸附气与游离气共存, 因此描述页岩基质孔内吸附行为是建立跨尺度渗流模型的关键。然而, 现有吸附模型多基于单分子层吸附假设, 难以适用于深层页岩气藏高温高压条件下的吸附特征, 导致吸附量预测存在偏差。本文采用分子模拟方法研究甲烷在干酪根纳米孔中的吸附过程, 厘清高温高压下页岩气的吸附规律。基于描述单分子层吸附、多分子层吸附和微孔吸附的吸附模型, 明确描述页岩气吸附的数学模型。考虑真实气体效应、吸附效应、气体滑脱、Knudsen扩散及应力敏感效应等, 建立基质孔内页岩气传质模型。通过有限元方法求解, 并采用四川盆地H区块实际生产数据校验模型。结果表明吸附量与压力呈正相关, 与温度呈负相关, 并优选出Langmuir-Freundlich模型在温度353.15~433.15 K下预测误差最小。在此基础上, 系统分析了工程因素和地质因素对气井产能的影响规律, 并引入灰色关联方法定量评价各参数的重要性。研究成果可为页岩气压裂水平井的有效开发及产能评价提供一定依据。

## 关键词

页岩气, 渗流机理, 数学模型, 产能评价, 灰色关联方法

# The Mass Transfer Mechanism of Shale Gas Considering Adsorption Effect and the Main Controlling Factors of Productivity

Wenrui Li<sup>\*#</sup>, Junming Chen, Luze Liu, Xiaoxiao Yu, Yifan Ren

School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: April 10, 2026; accepted: June 1, 2026; published: June 16, 2026

<sup>\*</sup>第一作者。

<sup>#</sup>通讯作者。

文章引用: 李文睿, 陈俊铭, 刘禄泽, 于小小, 任一凡. 考虑吸附效应的页岩气传质机理及产能主控因素分析[J]. 石油天然气学报, 2026, 48(2): 208-219. DOI: 10.12677/jogt.2026.482024

## Abstract

Adsorbed gas and free gas coexist in shale gas reservoirs, so describing the adsorption behavior is crucial for establishing a cross-scale seepage model. However, existing adsorption models are mostly based on the assumption of monolayer adsorption, making them unsuitable for the high temperature and pressure conditions in deep shale gas reservoirs, leading to deviations in adsorption capacity predictions. Therefore, molecular simulation methods are employed to study the adsorption process of methane in kerogen nanopores, and then clarify the adsorption behavior of shale gas under high temperature and pressure conditions. Based on adsorption models describing monolayer adsorption, multilayer adsorption, and micropore adsorption, a reasonable mathematical model for shale gas adsorption is identified. Considering real gas effects, adsorption effects, gas slippage, Knudsen diffusion, and stress sensitivity, a mass transfer model for shale gas in matrix pores is established. The finite element method is used to calculate gas well productivity, and the model is validated using actual production data from Block H in the Sichuan Basin. The results indicate that adsorption capacity is positively correlated with pressure and negatively correlated with temperature, and Langmuir-Freundlich model has the small prediction error within the temperature range of 353.15~433.15 K. The influences of engineering and geological factors on gas well productivity are analyzed, and the grey relational method is introduced to evaluate the importance of each parameter. This work is helpful for the effective development and productivity evaluation of shale gas reservoirs.

## Keywords

Shale Gas, Seepage Mechanism, Mathematical Model, Productivity Evaluation, Grey Relational Method

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 引言

页岩储层存在低孔隙度与超低渗透率的特性, 孔隙结构复杂, 连通性差异大。吸附于岩石孔壁的页岩气, 受压力、温度、气体成分等多种因素影响, 难以准确预测[1]-[3]。此外, 页岩气井产量具有初期产量递减快、后期产量递减缓慢的生产变化特征[4]。因此, 明确页岩基质内气体传质规律对认识气井中后期生产具有一定意义。

近年来, 国内外学者围绕页岩气渗流机理开展了大量研究。在描述吸附行为方面, Langmuir 模型因形式简单、物理意义明确, 被广泛应用于描述页岩气流动规律[5][6]。然而, 深层页岩储层表面具有较强的非均质性, Langmuir 模型仅适用于单分子层吸附, 在高温高压条件下对吸附量的预测误差较大, 导致 Langmuir 模型在描述页岩气吸附特征时出现不符合 I 型等温线特点, 难以反映页岩气在基质孔内的真实流动情况[7]。游恺涛等[8]采用 Langmuir 模型描述吸附气含量变化规律, 综合考虑 Knudsen 扩散、滑脱流、基质收缩、应力敏感, 建立了页岩气非线性渗流模型。因此, 明确合理的页岩气吸附数学模型来厘清页岩气流动机理的关键。

目前, 尽管页岩气吸附模型在页岩气跨尺度流动机理研究中被采用, 但不同条件下的吸附模型使用, 会降低气井产能预测结果的准确性。因此, 本文通过分子模拟方法, 模拟 353.15~433.15 K 温度下甲烷在

干酪根纳米孔隙中的吸附过程，计算不同温度压力下的等温吸附数据。通过对比分析页岩气吸附差异特征，优选适用于高温高压条件下的页岩气吸附模型，建立考虑吸附作用的页岩气渗流模型。

## 2. 基质孔内传质模型研究

### 2.1. 吸附作用

为准确描述页岩气吸附特征，本文采用分子模拟方法，模拟甲烷在干酪根纳米孔隙中的吸附和解吸过程，研究不同温度和压力条件下甲烷在干酪根中的吸附行为[9]。通过模拟 353.15~433.15 K 下的等温吸附曲线，计算甲烷在干酪根中吸附量，如图 1 所示。可知，吸附量随压力的增加而增加，随温度的增加而降低。

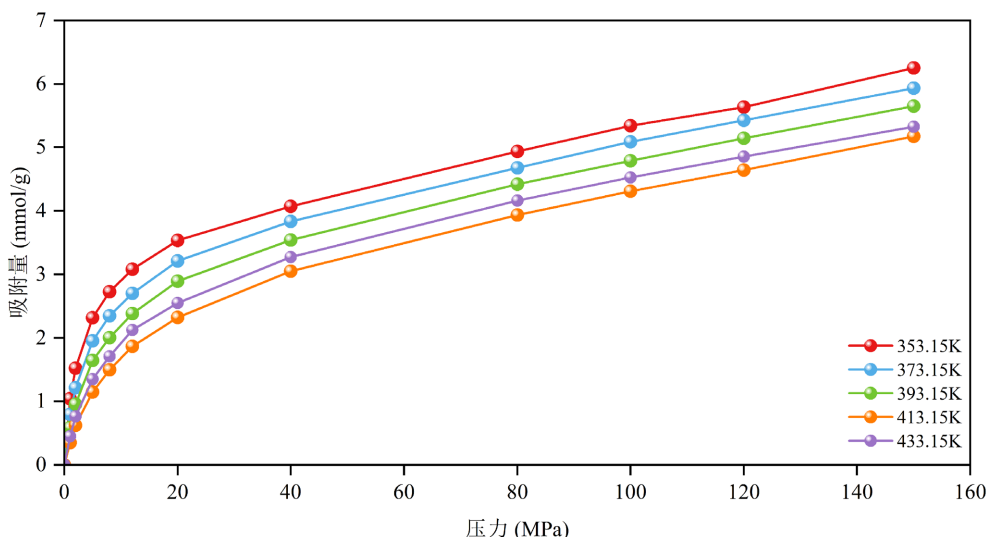


Figure 1. The adsorption of methane in kerogen under different temperatures and pressures [10]

图 1. 不同温度压力下干酪根中甲烷的吸附过程[10]

针对页岩气吸附模型的研究，总结描述单分子层吸附、多分子层吸附和微孔吸附等常用的 4 种模型，如 Langmuir 模型、Freundlich 模型、Langmuir-Freundlich(LF)模型、Dubinin-Astakhov(DA)模型。其中，Langmuir 模型因其形式简单，物理意义明确，在页岩气产能评价中应用最为广泛。本文根据页岩气等温吸附的模拟数据对相关模型进行优选，发现 LF 模型在吸附过程拟合效果较好。

#### ① Langmuir 模型

$$V = \frac{V_L P}{P_L + P} \quad (1)$$

#### ② Freundlich 模型

$$V = KP^{1/n} \quad (2)$$

#### ③ LF 模型

$$V = \frac{V_L P^n}{P_L + P^n} \quad (3)$$

#### ④ DA 模型

$$V = V_L e^{-k_0 \left( RT \ln \frac{P_0}{P} \right)^2} \quad (4)$$

式中,  $V$ ——吸附量, mmol/g;  $V_L$ ——Langmuir 体积, mmol/g;  $P_L$ ——Langmuir 压力, MPa;  $P$ ——地层压力, MPa;  $T$ ——地层温度;  $n$ 、 $R$ 、 $P_0$ 、 $k_0$ ——系数。

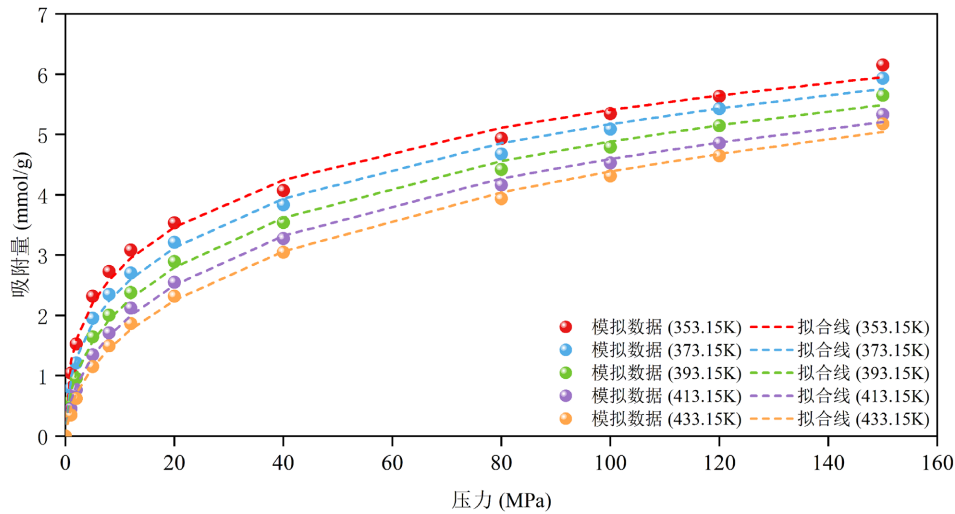


Figure 2. The fitted process of methane adsorption in kerogen under the LF model  
图 2. LF 模型下干酪根中甲烷的吸附拟合过程

通过式(5)进一步计算各个模型的在不同温度下的绝对误差值, 如图 3 所示。由此可知, Langmuir 模型和 Freundlich 模型的预测误差在四个吸附模型中偏差均较大, DA 模型的预测误差主要出现在低压段下, 而 LF 模型在各个温度下的预测误差均较小。因此, 可采用 LF 模型来描述甲烷高温高压解吸和吸附行为。

$$V_E = \left| \frac{V_C - V_T}{V_T} \right| \quad (5)$$

式中,  $V_E$ 为绝对误差, mmol/g;  $V_C$ 是计算值, mmol/g;  $V_T$ 是理论值, mmol/g。

## 2.2. 考虑吸附作用的传质模型建立

本研究根据孔道是否具有吸附能力可将其划分为吸附孔和非吸附孔两种类型, 并将基质孔形状简化为圆柱体[4]。根据真实气体效应, 考虑吸附作用对基质孔的影响, 则基质孔隙半径为:

$$r_{ao} = r_o - d_{CH_4} \quad (9)$$

式中:  $d_{CH_4}$ 为甲烷分子直径, m;  $r_{ao}$ 为解吸后的孔隙半径, m。

根据等效渗流阻力原理, 若页岩原始孔隙体积  $V_p$  中有  $n_m$  根半径为  $r_o$ 、长为  $L$  的毛管束孔隙, 可得不考虑解吸影响下的基质孔隙度和渗透率的表达式分别为:

$$\phi_o = \frac{V_o}{V_p} = \frac{n_m \pi r_o^2 L}{V_p} \quad (10)$$

$$k_{mi} = \frac{\phi_o r_o^2}{8\tau^2} \quad (11)$$

考虑应力敏感效应, 采用指数型应力敏感模型, 描述基质渗透率随有效应力的变化:

$$k_m = k_{mi} \cdot \exp[-\beta(\sigma - \sigma_i)] \quad (12)$$

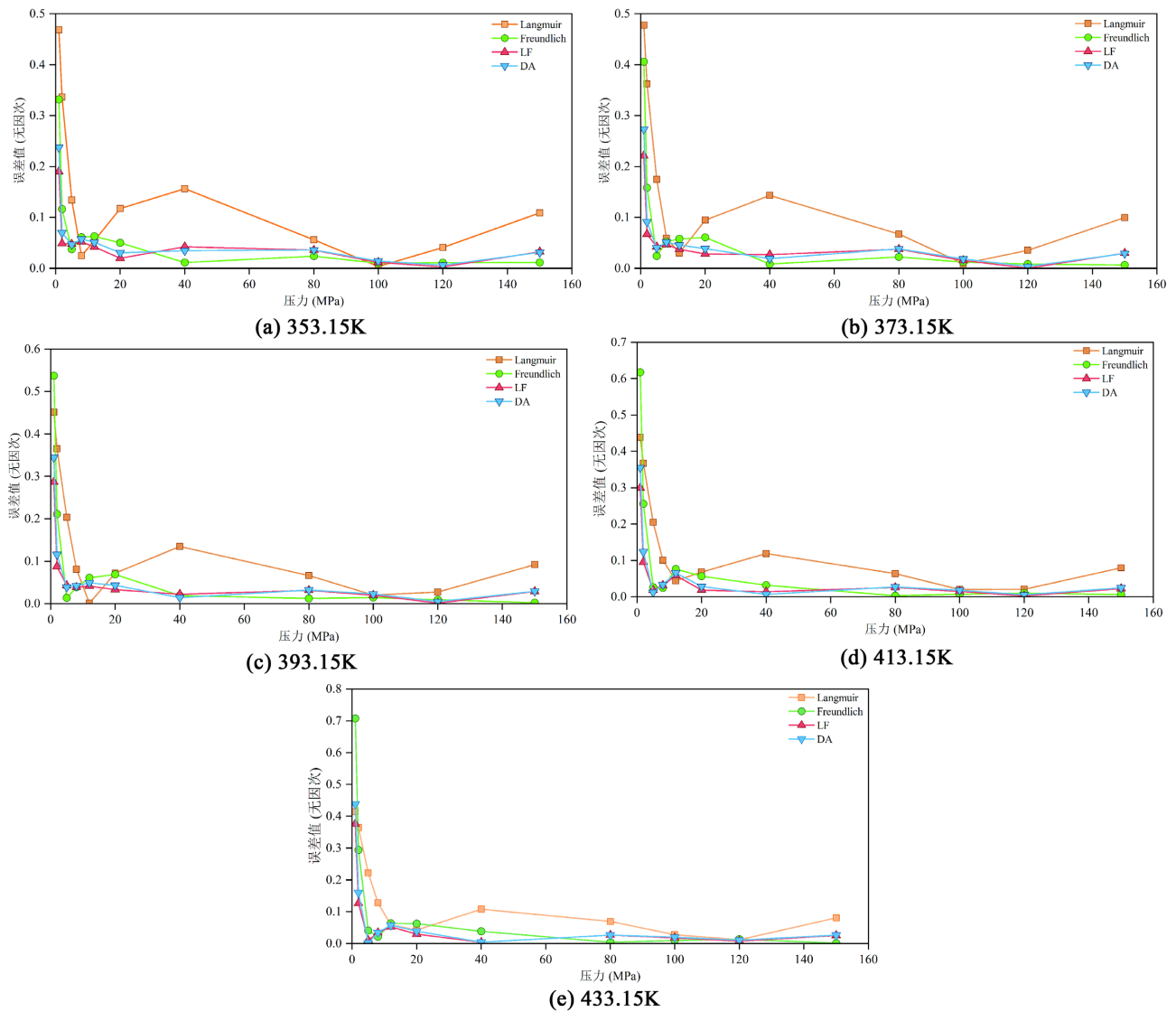


Figure 3. The absolute error values of prediction results for each model under different temperatures  
图 3. 不同温度下各吸附模型预测结果绝对误差值对比图

则结合式(10)和式(11)可得基质孔隙度和渗透率的表达式分别为:

$$\phi_{ac} = \frac{V_{ac}}{V_p} = \frac{n_m \pi r_{ac}^2 L}{V_p} \quad (13)$$

$$k_m = \frac{\phi_{ac} r_{ac}^2}{8\tau^2} \quad (14)$$

式中:  $n_m$  为基质毛管束根数, 根;  $V_{ac}$  为当前基质孔隙体积,  $m^3$ ;  $V_o$  为原始基质孔隙体积,  $m^3$ ;  $k_m$  为当前基质孔渗透率, mD;  $k_{mi}$  为原始基质渗透率, mD;  $\phi_{ac}$  为当前基质孔隙度, 小数;  $\phi_o$  为原始基质孔隙度, 小数;  $\tau$  为迂曲度, 无因次; 式中,  $\beta$  为应力敏感系数,  $MPa^{-1}$ ;  $\sigma$  为当前有效应力, MPa;  $\sigma_i$  为初始有效应力, MPa。

通常气体在宏观尺度内存在边界速度不为 0 的现象, 即存在气体滑脱效应; 已有研究报道表明, 在纳米孔表面同样存在滑移速度, 可通过引入无量纲系数  $F$  对流动进行校正:

$$F = 1 + D_{Kn} \frac{3\pi\mu}{2r_{ac}^2 P} \left( \frac{2}{\alpha} - 1 \right) \quad (15)$$

式中:  $D_{Kn}$  为 Knudsen 扩散系数,  $\text{m}^2/\text{s}$ ;  $M$  为摩尔质量,  $\text{kg}\cdot\text{mol}^{-1}$ ;  $R$  为摩尔气体常数,  $\text{J}\cdot(\text{mol}\cdot\text{K})^{-1}$ ;  $\mu$  为气体黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $\alpha$  为稀薄效应系数, 无因次。

由于页岩基质吸附孔内会产生吸附效应, 因此, 考虑吸附效应校正系数  $F_a$  表达式为:

$$F_a = 1 + D_{Kn}^a \frac{3\pi\mu}{2r_{ac}^2 P} \left( \frac{2}{\alpha} - 1 \right) \quad (16)$$

式中:  $D_{Kn}^a$  为吸附作用影响下表面扩散系数,  $\text{m}^2/\text{s}$ 。

根据页岩气基质孔内传质机理, 可得吸附孔道和非吸附孔道分别对应的表观渗透率模型可表示为:

$$\begin{cases} k_{app\_a} = F_a k_m = F_a \xi_a^4 k_{mi} \\ k_{app\_na} = F k_{mi} \end{cases} \quad (17)$$

若吸附孔占比为  $\psi$ , 则页岩气基质表观渗透率模型为:

$$\begin{aligned} k_{app} &= \psi k_{app\_a} + (1-\psi) k_{app\_na} \\ &= \left\{ \psi \left[ 1 + D_{Kn}^a \frac{3\pi\mu}{2r_{ac}^2 P} \left( \frac{2}{\alpha} - 1 \right) \right] \xi_a^4 + (1-\psi) \left[ 1 + D_{Kn} \frac{3\pi\mu}{2r_{ac}^2 P} \left( \frac{2}{\alpha} - 1 \right) \right] \right\} \frac{\phi_a r_o^2}{8\tau^2} \end{aligned} \quad (18)$$

### 3. 页岩气压裂水平井产能影响因素研究

#### 3.1. 模型校验

为确保模型的可靠性, 本文利用 COMSOL Multiphysics 通过有限元方法进行求解, 采用四川盆地 X 区块 1 口页岩气井相关物性参数对模型参数赋初值, 然后, 将模型计算结果与气井的真实生产数据进行拟合校验, 模拟结果如图 4 所示, 验证本文建立的模型是可靠的。

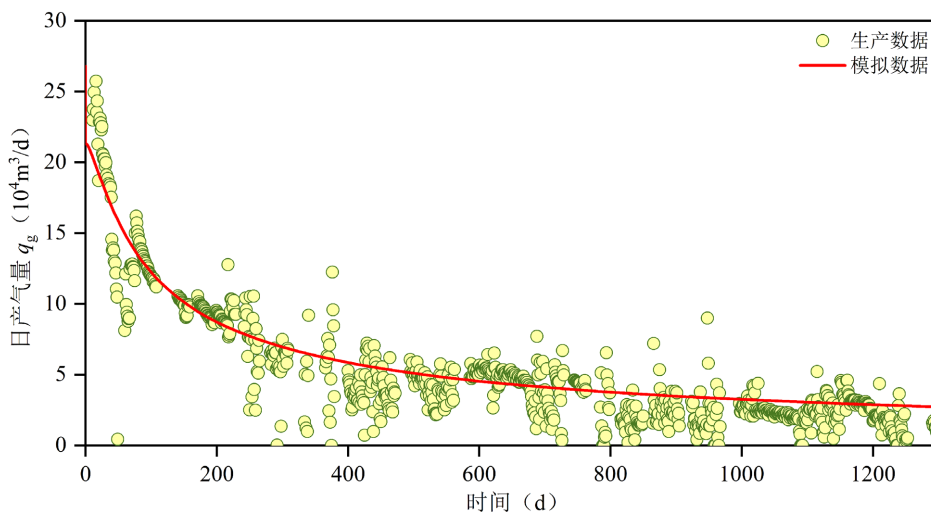


Figure 4. Fitted results of simulation and actual reservoirs

图 4. 模拟与实际储层拟合结果

#### 3.2. 敏感性分析

为明确各因素对页岩气井产能的影响, 利用建立的页岩气压裂水平井气固耦合模型, 采用表 1 提供

的基本物性参数, 进一步分析各因素对气井产能的影响规律。

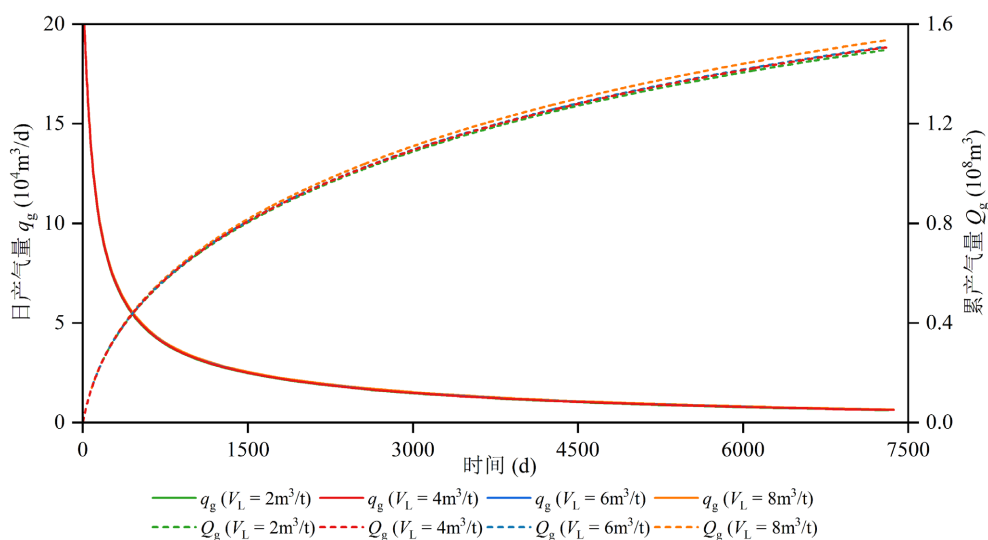
**Table 1.** Basic parameters of the model

**表 1.** 模型基本参数表

物理参数	参数值	物理参数	参数值
地层初始压力, MPa	40	岩石压缩系数, MPa <sup>-1</sup>	$5 \times 10^{-4}$
地层温度, K	383.15	Langmuir 体积, m <sup>3</sup> /t	4
储层厚度, m	30	Langmuir 压力, MPa	4
模型长度/宽度, m	1700/500	水平井长度, m	1500
基质孔隙度, %	5	裂缝半长, m	60
人工裂缝孔隙度, %	35	压裂段数	25
天然裂缝孔隙度, %	1	段间距, m	60
基质渗透率, mD	$1 \times 10^{-4}$	井底流压, MPa	3.5

### (1) Langmuir 体积

由图 5 知, 水平井产量会随着吸附气含量的增加而增加, 当吸附气含量从 2 m<sup>3</sup>/t 增加到 8 m<sup>3</sup>/t 时, 日产气量从  $0.622 \times 10^4$  m<sup>3</sup> 增加到  $0.646 \times 10^4$  m<sup>3</sup>, 累产气量从  $1.51 \times 10^8$  m<sup>3</sup> 增加到  $1.535 \times 10^8$  m<sup>3</sup>, 增加约 1.92%。这是由于随着吸附气含量的增加, 天然气的可采储量增加, 但同时也会降低基质孔道体积, 抑制基质孔隙内气体向井筒的跨尺度运移效率, 导致气井产量增加缓慢。

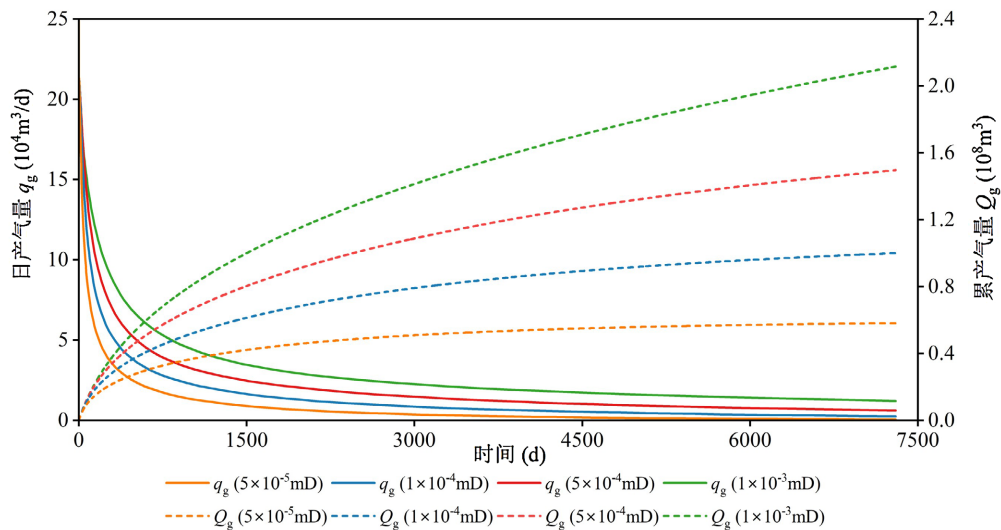


**Figure 5.** The impact of adsorption effects on the production characteristics of shale gas wells

**图 5.** 吸附作用对页岩气井生产特征的影响

### (2) 基质渗透率

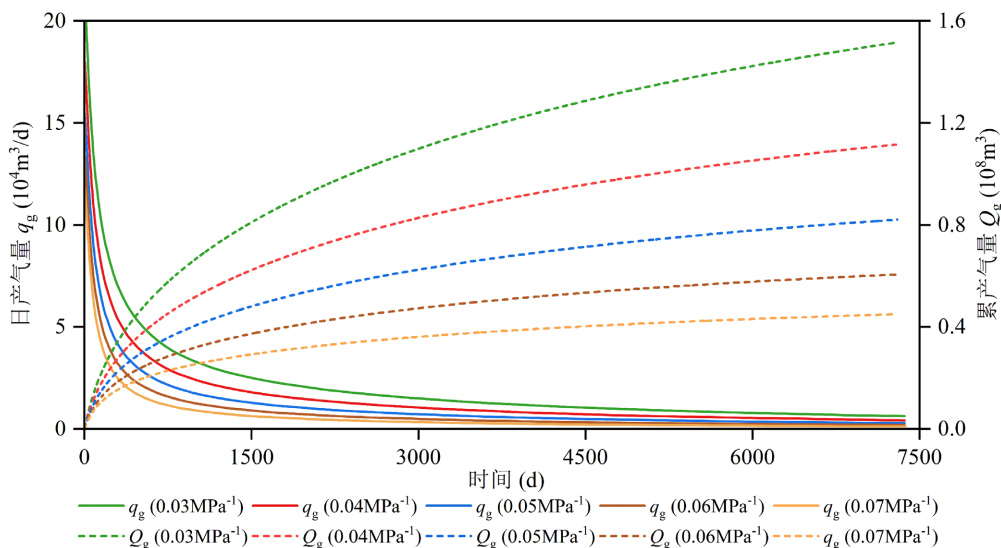
对比不同基质渗透率下的水平井产量, 如图 6 所示, 结果表明页岩气井产量随基质渗透率提升而增加, 但累产气量增幅随渗透率提升呈现逐渐下降趋势。主要原因在于气体在孔隙中的流动需要受到浓度差和压力梯度的双重影响, 浓度差作用会使气体满足扩散流动机理, 压力梯度使气体满足达西定律, 在双重流动机理的作用下, 调整基质渗透率对产能的影响程度具有一定约束性。



**Figure 6.** The impact of matrix permeability on the production characteristics of shale gas wells  
**图 6.** 基质渗透率对页岩气井生产特征的影响

### (3) 裂缝应力敏感

为保证压裂裂缝的渗流能力,需向裂缝中注入支撑剂以有效支撑裂缝。然而,随着气体压力降低,地应力会使支撑剂压实,导致裂缝渗透率降低。如图 7 所示,随着裂缝压缩系数增大,在有效应力作用下裂缝更易闭合,阻碍气体流动,渗透率减小导致气井最终可采量下降。当应力敏感系数从  $0.03 \text{ MPa}^{-1}$  增加到  $0.07 \text{ MPa}^{-1}$  时,累产气量从  $1.51 \times 10^8 \text{ m}^3$  降低到  $0.45 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,降低约 70.19%。与原始地层压缩情况相比,当  $C_f = 0.07 \text{ MPa}^{-1}$  时,累产仅为原始地层压缩情况的 29.8%。

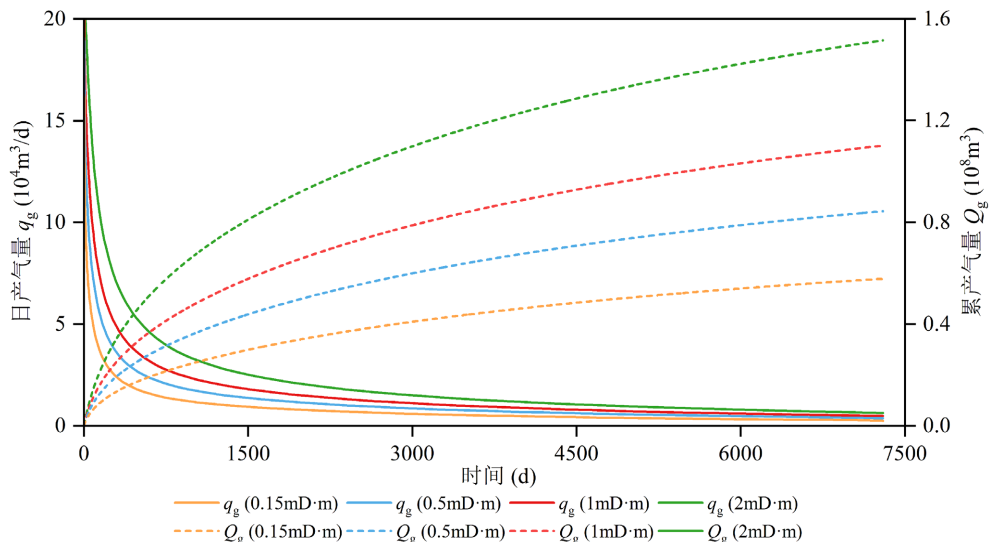


**Figure 7.** The influence of stress sensitivity on the production characteristics of shale gas wells  
**图 7.** 裂缝应力敏感效应对页岩气井生产特征的影响

### (4) 裂缝导流能力

裂缝导流能力由裂缝渗透率与裂缝开度共同决定,而裂缝渗透率又受裂缝开度影响,因此不同裂缝开度即代表不同裂缝初始导流能力。如图 8 所示,页岩气井产量随着裂缝导流能力的增加而显著增加,

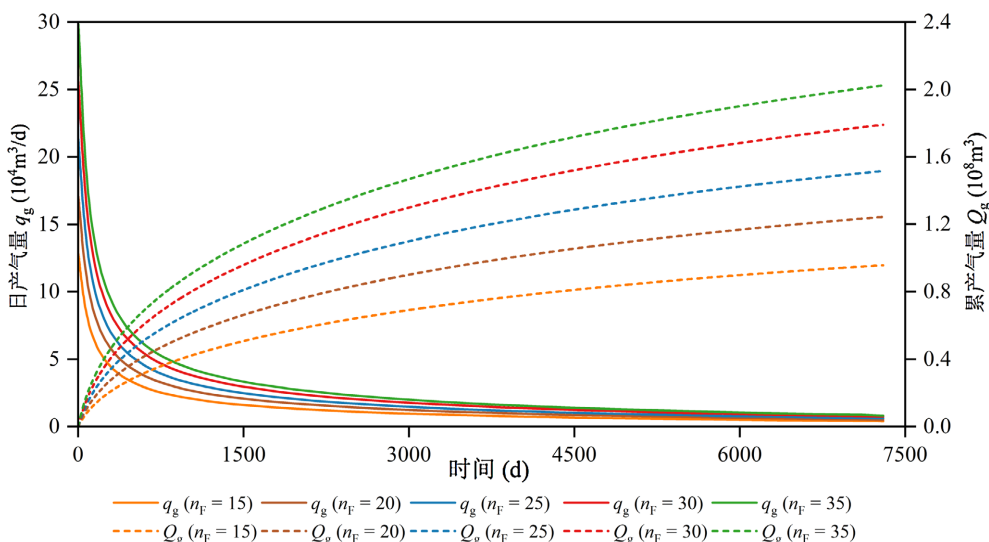
当裂缝导流能力从  $0.15 \text{ mD}\cdot\text{m}$  增加到  $2 \text{ mD}\cdot\text{m}$  时, 累产气量从  $0.57 \times 10^8 \text{ m}^3$  增加到  $1.51 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 增加约  $59.87\%$ 。日产气量递减幅度越低, 这是因为裂缝导流能力增加, 近井区域的气体流动阻耗降低, 压力降漏斗剖面波及速度快, 气体流动区域增大, 产气量增加。



**Figure 8.** The influence of fracture diversion capacity on the production characteristics of shale gas wells  
**图 8.** 裂缝导流能力对页岩气井生产特征的影响

(5) 裂缝段数

压裂段数是影响压裂水平井产能的重要因素, 其连通压裂缝与天然裂缝, 形成复杂交错缝网, 促进页岩气流动。由图 9 可知, 尽管页岩气井 EUR 随着压裂段数的增加而增加, 但增加幅度在逐渐减小, 当压裂段数从 15 段增加到 25 段和从 25 段增加到 35 段时, 累产气量从  $0.95 \times 10^8 \text{ m}^3$  分别增加到  $1.51 \times 10^8 \text{ m}^3$  和  $2.02 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 分别增加了  $37.08\%$  和  $52.97\%$ 。气井产能对水平井井距比较敏感, 较小水平井井距虽然能够有效扩大泄油面积, 但也会加剧缝间干扰效应, 造成裂缝张缝困难, 降低气井的经济开发效果。



**Figure 9.** The influence of fracturing segment number on the production characteristics of shale gas wells  
**图 9.** 压裂段数对页岩气井生产特征的影响

## (6) 裂缝长度

由图 10 可知,页岩气井产能随着裂缝长度的增加而增加,当裂缝半长从 50 m 增加到 90 m 时,累产气量从  $1.21 \times 10^8 \text{ m}^3$  增加到  $2.41 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,提高约 99.17%。这是由于增大压裂缝长度能够增加基质内气体与裂缝间的有效面积,扩大水力压裂形成的缝网波及范围,提高储层气体动用程度,促进气井产量。

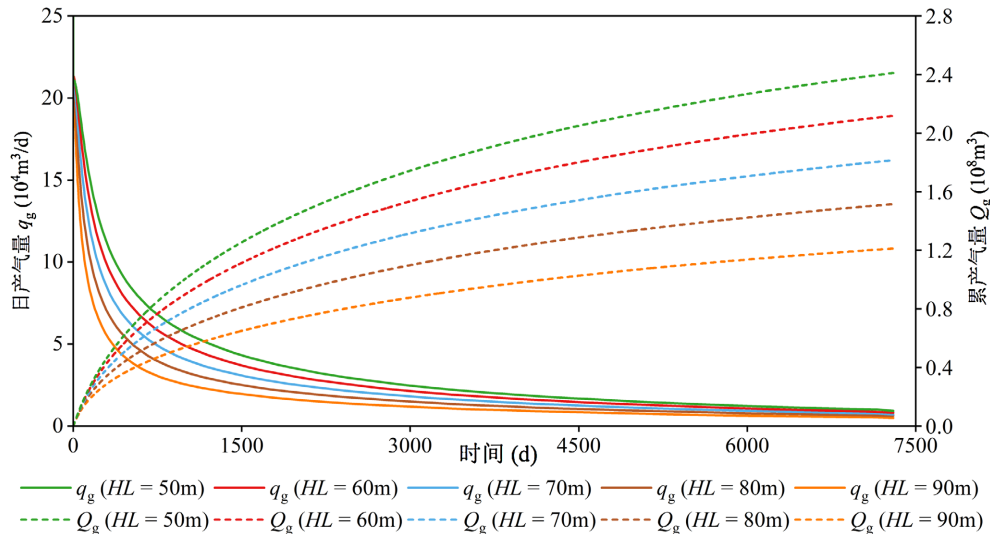


Figure 10. The influence of fracture half-length on the production characteristics of shale gas wells  
图 10. 裂缝半长对页岩气井生产特征的影响

## (7) 裂缝倾角

由图 11 可知,页岩气井产能随着裂缝倾角的增加而增加,当裂缝倾角从  $30^\circ$  增加到  $90^\circ$  时,累产气量从  $0.76 \times 10^8 \text{ m}^3$  增加到  $1.51 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,增加约 49.66%。这是由于随着裂缝倾角的减小,各条裂缝间的垂直距离变小,加剧了各条裂缝间的相互干扰,减小了每条裂缝的有效驱替面积。因此,压裂造缝时尽量让压裂缝与水平井垂直,以获得更大压降面积,增大气井产量。

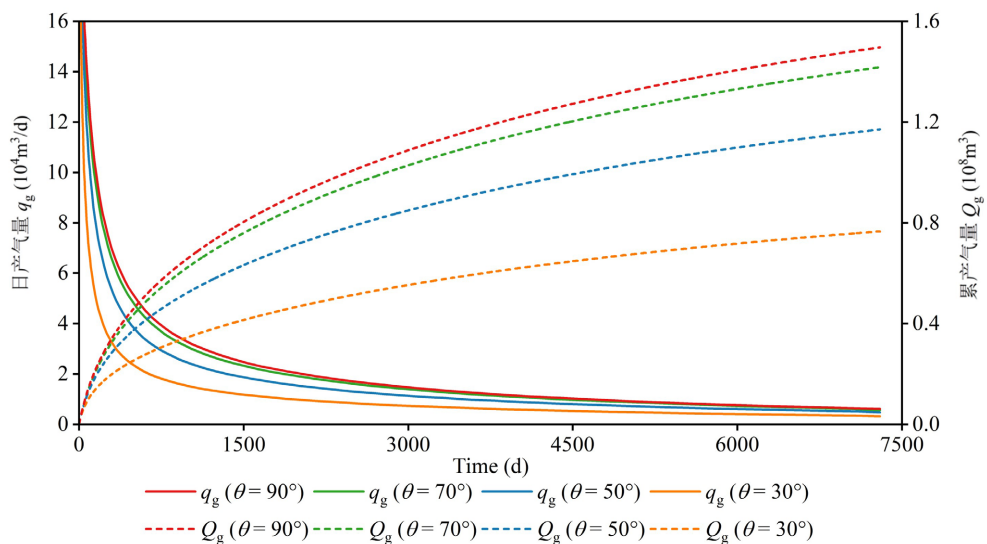


Figure 11. The influence of hydraulic fracture dip on the production characteristics of shale gas wells  
图 11. 裂缝倾角对页岩气井生产特征的影响

### 3.3. 产能主控因素分析

由于页岩气水平井单井产量差异较大,影响产量的地质、工程因素数量多,因素间内在联系尚无无量表征,且各因素与产量间存在不严格的数学关系。因此,本文在 3.2 节敏感性分析的基础上,引入灰色关联方法评估各参数的重要性。选取 Langmuir 体积、基质渗透率、压裂裂缝应力敏感、压裂裂缝导流能力、裂缝条数、裂缝半长、裂缝倾角等关键参数作为子序列,气井 EUR 作为母序列。

采用均值无量纲归一方法对原始数据进行处理,公式如下所示。

$$X'_i(j) = \frac{X_i(j)}{\bar{X}_j} \quad (20)$$

$$\bar{X}_j = \frac{\sum_{i=0}^m X_i(j)}{m} \quad (21)$$

式中:  $m$ ——表示特征序列的数量。

计算母序列和子序列之间对应的绝对差值,公式如下:

$$\Delta_i(j) = |X'_0(j) - X'_i(j)| \quad (22)$$

式中:  $X'_0(j)$  为无纲量化后的母序列;  $X'_i(j)$  为无纲量化后的特征序列;  $\Delta_i(j)$  为绝对差值。

计算各子序列与母序列之间的关联系数,公式如下:

$$\varepsilon_i(j) = \frac{\min_i \min_j \{\Delta_i(j)\} + \rho \max_i \max_j \{\Delta_i(j)\}}{\Delta_i(j) + \rho \max_i \max_j \{\Delta_i(j)\}} \quad (23)$$

式中:  $\min_i \min_j \{\Delta_i(j)\}$  为所有行列的最小值;  $\max_i \max_j \{\Delta_i(j)\}$  为所有行列的最大值;  $\rho$  为分析系数;  $\varepsilon_i(j)$  为灰色关联系数。

最后再计算各影响因素的灰色关联度,公式如下:

$$\gamma_i = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \varepsilon_i(j) \quad (24)$$

式中:  $\gamma_i$  为灰色关联度。

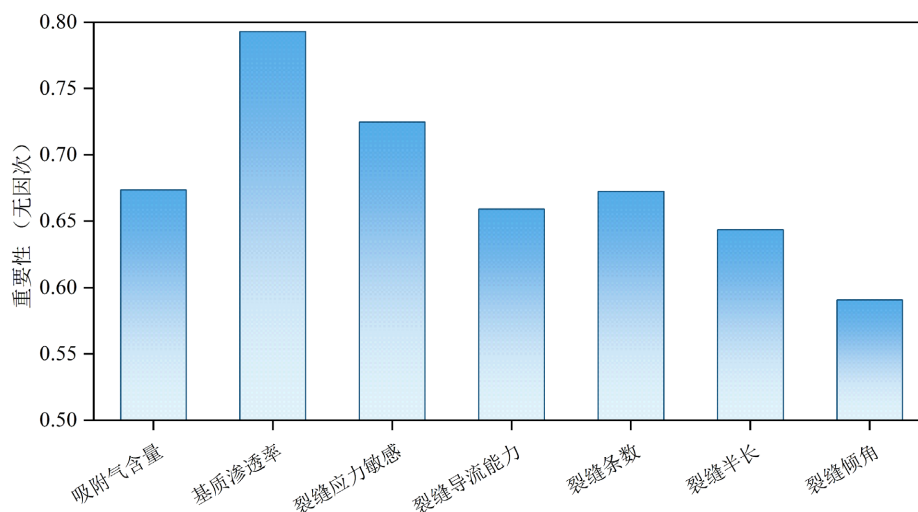


Figure 12. Weights of each parameter on the gas well productivity  
图 12. 各参数对气井产能影响权重

由图 12 可知, 吸附气量对产能影响最大, 裂缝应力敏感对产能影响最小, 影响因素关联度大小依次为: 基质渗透率 > 裂缝应力敏感 > 吸附气含量 > 裂缝条数 > 裂缝导流能力 > 裂缝半长 > 裂缝倾角。

#### 4. 结论

(1) 基于分子模拟计算的页岩气等温吸附数据, 甲烷在干酪根纳米孔中的吸附量随压力增加而增大, 随温度升高而减小。对比分析单分子层吸附、多分子层吸附和微孔吸附等常用吸附模型, Langmuir-Freundlich 模型对等温吸附数据的预测误差较小, 适用于描述高温高压条件下深层页岩气的吸附行为。

(2) 通过考虑吸附效应、气体滑脱、Knudsen 扩散及应力敏感效应, 并根据吸附孔与非吸附孔的差异, 建立了基质孔内页岩气传质模型。基于有限元方法对模型进行求解, 并采用了四川盆地 H 区块实际生产数据校验模型的可靠性。

(3) 根据敏感性分析, 裂缝应力敏感效应显著降低累产气量, 而吸附气含量、基质渗透率、裂缝导流能力、压裂段数、裂缝半长及裂缝倾角均与气井产能呈正相关。灰色关联分析结果显示, 各因素对页岩气井产能影响的重要性排序为: 基质渗透率 > 裂缝应力敏感 > 吸附气含量 > 压裂段数 > 裂缝导流能力 > 裂缝半长 > 裂缝倾角。

#### 基金项目

重庆科技大学大学生科技创新训练计划国家级项目(202511551001)。

#### 参考文献

- [1] Abelly, E.N., Yang, F., Ngata, M.R., Mwakipunda, G.C. and Shanghvi, E.R. (2024) A Field Study of Pore-Network Systems on the Tight Shale Gas Formation through Adsorption-Desorption Technique and Mercury Intrusion Capillary Porosimeter: Percolation Theory and Simulations. *Energy*, **302**, Article 131771. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.131771>
- [2] 郭建春, 吴涛, 曾凡辉, 等. 深层页岩气储层高效改造关键技术与矿场实践[J]. 天然气工业, 2025, 45(12): 125-138.
- [3] 曾凡成, 姚艳斌, 段瑾玮, 等. 四川盆地自贡区块龙马溪组页岩储层吸附气和游离气预测[J/OL]. 油气藏评价与开发, 1-12. <https://doi.org/10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.20260003>, 2026-04-05.
- [4] Liang, H., Wang, Y., Liu, H., Xu, Y., Li, W., Li, H., *et al.* (2026) Evaluation of Production Performance for Shale Gas Well Considering Multiscale Flow Behaviors and Solid Deformation. *Chemical Engineering Science*, **323**, Article 123298. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2026.123298>
- [5] 石军太, 吉义天宇, 贺甲元, 等. 考虑变吸附相密度的深部煤层气吸附模型参数确定方法[J]. 钻采工艺, 2025, 48(3): 127-138.
- [6] 刘会虎, 范正谱, 徐宏杰, 等. 煤层甲烷吸附相密度、吸附模型、吸附机理的再认识[J]. 煤炭学报, 2023, 48(10): 3806-3817.
- [7] 梁洪彬, 向祖平, 肖前华, 等. 页岩气吸附模型对比分析与应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2017, 36(6): 159-167.
- [8] 游恺涛, 戚志林, 梁洪彬, 等. 考虑原生水的页岩基质孔内气体传质机理[J]. 大庆石油地质与开发, 2025, 44(4): 109-116.
- [9] Zhao, Y., Gan, P., Li, Y., Ge, F., Hu, H., Qian, C., *et al.* (2025) Simulation Methods for Shale Gas Adsorption: Fundamentals and Applications at the Molecular and Mesoscopic Scales. *Computational Materials Science*, **259**, Article 114198. <https://doi.org/10.1016/j.commatsci.2025.114198>
- [10] Liang, H., Li, W., Qi, Z., Zeng, H., Xie, W., Liu, D., *et al.* (2026) Desorption Characterization of Gas in Shale: Insights into Microscopic Mechanisms and Evaluation Method. *Chemical Engineering Science*, **330**, Article 123896. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2026.123896>