

考虑气 - 水 - 固相互作用的页岩基质 表观渗透率模型

邹昊男, 李文睿, 江仪宁, 陈野, 张雨枫, 曲政翰

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2025年5月24日; 录用日期: 2025年6月16日; 发布日期: 2025年6月25日

摘要

微纳米页岩基质孔内气水关系复杂, 现有的页岩气表观渗透率模型通常只考虑单相气, 且存在作用机理考虑不全面、模型构建方法不准确等问题, 导致不能合理地揭示页岩基质传质规律。本文基于基质孔中气 - 水 - 固三者之间相互作用, 建立了考虑页岩气吸附、应力敏感效应、基质收缩效应和束缚水饱和度等多种因素共同影响下的页岩气表观渗透率模型, 进行了基质孔表观渗透率敏感性参数分析。结果表明: 基质孔表观渗透率与应力敏感系数和束缚水饱和度呈负相关; 表面扩散贡献率与压力和孔径呈负相关关系; 黏性流贡献率与压力和孔径呈正相关关系。

关键词

页岩气, 表观渗透率, 吸附, 原生水, 应力敏感, 基质收缩

Apparent Permeability Model of Shale Matrix Considering the Interaction of Gas-Water-Solid Phases

Haonan Zou, Wenrui Li, Yining Jiang, Ye Chen, Yufeng Zhang, Zhenghan Qu

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

Received: May 24th, 2025; accepted: Jun. 16th, 2025; published: Jun. 25th, 2025

Abstract

The gas-water relationships within micro-nano shale matrix pores are complex. Existing apparent permeability models for shale gas typically only consider single-phase gas flow, and suffer from issues such as incomplete consideration of interaction mechanisms and inaccurate model construction

文章引用: 邹昊男, 李文睿, 江仪宁, 陈野, 张雨枫, 曲政翰. 考虑气-水-固相互作用的页岩基质表观渗透率模型[J]. 渗流力学进展, 2025, 14(1): 1-12. DOI: 10.12677/apf.2025.141001

methods, which hinder their ability to reasonably reveal the mass transfer laws in shale matrix. This study establishes an apparent permeability model for shale gas that accounts for the combined effects of stress-sensitive effects, matrix shrinkage effects, and irreducible water saturation, based on the interactions among gas-water-solid phases in matrix pores. A sensitivity analysis of parameters affecting the apparent permeability of matrix pores is conducted. The results show that the apparent permeability of matrix pores is negatively correlated with both the stress-sensitive coefficient and irreducible water saturation. The contribution rate of surface diffusion exhibits a negative correlation with pressure and pore size, while the contribution rate of viscous flow shows a positive correlation with pressure and pore size.

Keywords

Shale Gas, Apparent Permeability, Adsorption, Connate Water, Stress Sensitivity, Matrix Shrinkage

Copyright © 2025 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

页岩气作为一种储量丰富的非常规能源，正逐步成为各国能源战略的新焦点。页岩孔隙度通常约为5%，渗透率可达到 10^{-5} mD数量级[1]，气体流动能力弱。气体在微纳米孔内流动时与孔壁碰撞的频率高，部分气体会被孔壁上的干酪根和黏土矿物吸附而影响孔道有效体积[2]。同时，页岩基质孔壁上不仅具有吸附气，还存在以束缚态赋存的原生水[3]。此外，在页岩基质孔中还存在应力敏感效应和基质收缩效应等影响因素[4]。上述影响共同导致页岩基质内传质机理认识不清，进一步增大了气体流动的复杂性。因此，准确认识页岩基质内气体传质规律可为页岩气资源评估和开发策略提供一定的理论基础。

目前，国内外大多数学者多采用表观渗透率来表征页岩气的实际流动特性[5]。针对页岩基质渗透能力，主要有3类研究方法：实验分析法、分子模拟法和理论分析法。实验分析法主要通过控制温度、压力条件以模拟实际储层环境，利用稳态法[6]和非稳态法[7]等实验方法，更真实地反映页岩气渗透特性，但通常成本高、耗时长、且页岩样品可能无法代表整个储层的特性[8]。分子模拟法主要利用蒙特卡洛法[9] (GCMC)进行吸附行为模拟，基于分子动力学法[10] (MD)考虑微纳米孔隙中气体分子的非线性流动特征，研究气体分子吸附微观机理。尽管分子模拟法在微观尺度上具有高精度预测能力，但在宏观尺度上的应用存在一定的局限性。理论解析法通过分析孔隙结构特征和气体特性，然后对页岩储层中流动机制进行修正，确定黏性流、滑脱流、Knudsen扩散以及表面扩散等多种流动方式，最后建立数学模型。相比于实验分析法和分子模拟法，理论解析法更能直观地反应基质孔表观渗透率与各影响参数之间的函数关系。随着对页岩气传质理论的研究不断深入，页岩气传质的作用机理不断被完善，宋浩晟等人[11]考虑页岩孔径在有效应力和吸附作用下的动态变化建立了基质纳米孔内气体传质模型。Chen等人[12]在滑移模型的基础上，考虑表面扩散的影响，并对吸附和有效应力的影响下对孔隙半径进行量化处理，进一步推导了页岩表观渗透率模型。Huang等人[13]通过分析吸附层、表面扩散和气体行为对页岩纳米孔中气体表观渗透率的影响，建立页岩气传质模型。上述学者都是研究页岩基质孔内的传质机理，忽略了原生水对气体传质的影响。多数学者在构建模型时都没有较为完整地考虑到真实基质孔径中的作用机制对气体传质的影响，这与储层的实际情况不符[14]。现有的页岩气表观渗透率模型通常只考虑气相，且存在作用机理考虑不全面、模型构建方法不准确等问题。因此，本文考虑在原生水影响下页岩气传质机理，并通过合理

地建立数学模型来表征页岩气在页岩基质内的流动机理。

2. 页岩孔径模型

2.1. 吸附作用

Langmuir 模型结构简单、意义明确、易于使用。通常采用 Langmuir 模型来表示页岩气在地层压力下的吸附量:

$$V_a = \frac{V_L p}{p_L + p} \quad (1)$$

基于 Langmuir 模型,假设吸附气在有机孔孔壁上发生单分子层吸附,吸附层的等效厚度表达式如下:

$$r_{ad} = d_m \theta = d_m \frac{p}{p_L + p} \quad (2)$$

吸附作用下页岩有机孔等效孔径表达式如下:

$$r_a = r_i - r_{ad} = r_i - d_m \frac{p}{p_L + p} \quad (3)$$

式中: r_{ad} 为吸附层等效厚度, m; p_L 为 Langmuir 压力, MPa; d_m 为气体分子直径, m; p 为地层压力, MPa; θ 为气体在孔隙壁面的覆盖率, 无因次; r_a 为吸附作用下有机孔等效孔径, m; r_i 为基质孔原始孔径, m。

2.2. 原生水作用

无机质孔主要发育于黏土矿物(如伊利石、蒙脱石、高岭石)、石英及碳酸盐矿物之间,其表面富含极性基团,与水分子形成强烈的吸附作用,导致:水分子在矿物表面形成稳定的吸附水膜并非均匀分布在无机孔孔壁上[15],尤其在纳米级孔隙中,吸附水膜可占据孔隙体积的 30%~60%。

无机孔原始含水饱和度和束缚水作用下等效孔径表达式如下:

$$S_w = 1 - \left(1 - \frac{h}{r_i}\right)^2 \quad (4)$$

$$r_w = r_i - h = r_i \left(1 - \frac{h}{r_i}\right) = r_i (1 - S_w)^\lambda \quad (5)$$

式中: S_w 为无机孔原始含水饱和度, 无因次; h 为无机孔表面水膜厚度, m; r_w 为束缚水作用下无机孔等效孔径, m; λ 为非均质修正系数, 无因次。

2.3. 应力敏感效应

页岩气井开发过程中,有效应力随储层压力降低而不断增大,气体流通孔道被压缩发生变形[16],引起应力敏感效应。应力敏感作用下基质孔渗透率和孔隙度表达式如下:

$$k_{st} = k_i e^{-C_a(p_i - p)} \quad (6)$$

$$\phi_{st} = \phi_i e^{-C_b(p_i - p)} \quad (7)$$

式中: k_{st} 为应力敏感效应下的渗透率, m^2 ; k_i 为初始状态下的渗透率, m^2 ; ϕ_{st} 为应力敏感效应下的孔隙度, 无因次; ϕ_i 为初始状态下的孔隙度, 无因次; p_i 为初始地层压力, Pa; C_a 为渗透率应力敏感系数,

Pa^{-1} ; C_p 为孔隙度应力敏感系数, Pa^{-1} 。

根据 Hagen-Poiseuille 理论, 基质渗透率与孔径、孔隙度关系如下:

$$k_i = \frac{\phi_i r_i^2}{8\tau} \quad (8)$$

式中: τ 为迂曲度, 无因次。

应力敏感效应下的页岩气基质孔等效孔径表达式如下:

$$r_{st} = r_i e^{-0.5(C_a - C_p)(p_i - p)} \quad (9)$$

$$\Delta r_{st} = r_i - r_i e^{-0.5(C_a - C_p)(p_i - p)} \quad (10)$$

式中: r_{st} 为应力敏感效应作用下基质等效孔径, m; Δr_{st} 为应力敏感效应作用下基质孔径变化量, m。

2.4. 基质收缩效应

当压力降至临界解吸压力后, 吸附气开始解吸, 导致基质孔隙壁面表面自由能升高, 引起基质收缩[17]。基质收缩作用下有机孔孔隙度变化量表达式如下:

$$\Delta\phi_{mc} = \frac{V_L \rho_s RT}{EV_g} \ln\left(\frac{p_i + p_L}{p + p_L}\right) \quad (11)$$

式中: $\Delta\phi_{mc}$ 为基质收缩作用下有机孔孔隙度变化量, 无因次; ρ_s 为岩石密度, t/m^3 ; p_i 为原始地层压力, MPa; V_L 为 Langmuir 体积, m^3/t ; E 为杨氏模量, MPa; V_g 为气体摩尔体积, m^3/mol ; R 为气体常数, $8.314 \text{ J}/(\text{mol}\cdot\text{K})$; T 为地层温度, K。

由于页岩孔道形态十分复杂, 本文将孔道简化为毛管模型。孔隙度和孔径具有如下关系:

$$\phi_i = w\pi r_i^2 \quad (12)$$

式中: w 为单位面积上的毛细管数量, 个/ m^2 ;

结合式(11)和式(12), 基质收缩作用下有机孔等效孔径表达式如下:

$$\Delta r_{mc} = r_i \left[\frac{V_L \rho_s RT}{EV_g} \ln\left(\frac{p_i + p_L}{p + p_L}\right) \right] \quad (13)$$

式中: Δr_i 为基质收缩作用下有机孔孔径变化量, m。

2.5. 有机孔

有机孔等效孔径会受到气体吸附作用、应力敏感效应和基质收缩效应的综合影响。有机孔等效孔径表达式如下:

$$r_{or} = r_a - \Delta r_{st} - \Delta r_{mc} \quad (14)$$

式中: ϕ_{or} 为有机孔孔隙度, 无因次; k_{or} 为有机孔渗透率, m^2 ; r_{or} 为有机孔等效孔径, m。

结合式(8)、式(12)和式(14), 有机孔孔隙度和渗透率表达式分别为:

$$\phi_{or} = \left(\frac{r_{or}}{r_i}\right)^2 \phi_i \quad (15)$$

$$k_{or} = \left(\frac{r_{or}}{r_i}\right)^2 k_i \quad (16)$$

2.6. 无机孔

无机孔孔隙度、渗透率和等效孔径会受到束缚水吸附作用和应力敏感效应的综合影响。无机孔等效孔径表达式如下：

$$r_{in} = r_w - \Delta r_{st} \quad (17)$$

$$\phi_{in} = \left(\frac{r_{in}}{r_i} \right)^2 \phi_i \quad (18)$$

$$k_{in} = \left(\frac{r_{in}}{r_i} \right)^2 k_i \quad (19)$$

式中： ϕ_{in} 为无机孔孔隙度，无因次； k_{in} 为无机孔渗透率， m^2 ； r_{in} 为无机孔等效孔径， m 。

3. 传质表征

3.1. 有机孔传质表征

基质孔隙中存在有机孔和无机孔，其中，在有机孔中需要考虑气体在黏性流、Knudsen 扩散和表面扩散三种传输机制共同作用下流动。

3.1.1. 黏性流

根据 Hagen-Poiseuille 方程，气体分子在有机孔中流动的黏性流流量表达式如下：

$$J_{v-or} = -\frac{k_{or}\rho_g}{\mu} \nabla p \quad (20)$$

式中： J_{v-or} 为有机孔中黏性流流量， $kg/(m^2 \cdot s)$ ； μ 为气体黏度， $Pa \cdot s$ ； ρ_g 为气体密度， kg/m^3 。

3.1.2. Knudsen 扩散

当页岩孔径小于页岩气分子的平均自由程时，页岩气分子与孔隙壁面的碰撞引起气体运移[18]，进行修正后的 Knudsen 扩散质量流量表达式如下：

$$J_{k-or} = -\zeta_{m-or} \rho_g D_{k-or} C_g \nabla p \quad (21)$$

其中：

$$\zeta_{m-or} = \frac{\phi_{or}}{\tau} \quad (22)$$

$$D_{k-or} = \frac{2r_{or}}{3} \sqrt{\frac{8RT}{\pi M}} \quad (23)$$

式中： ζ_{m-or} 为气体在有机孔内流动时的修正系数，无因次； J_{k-or} 为有机孔中 Knudsen 扩散流量， $kg/(m^2 \cdot s)$ ； D_{k-or} 为有机孔中 Knudsen 扩散系数， m^2/s ； M 为气体摩尔质量， kg/mol ； C_g 为气体压缩系数， MPa^{-1} 。

3.1.3. 表面扩散

当有机孔表面存在吸附气时，由于浓度差作用，孔道内壁的吸附气会沿着吸附层运移[19]，进行修正后的表面扩散质量流量表达式如下：

$$J_s = -\zeta_{m-or} D_s \frac{C_s}{P} \nabla p \quad (24)$$

其中：

$$D_s = 8.29 \times 10^{-7} T^{0.5} \exp\left(-\frac{\Delta H^{0.8}}{RT}\right) \quad (25)$$

甲烷在页岩中的吸附为单分子层吸附，所以吸附浓度 C_s [20]表达式如下：

$$C_s = \frac{4\theta M}{\pi d_m^3 N_A} \quad (26)$$

$$J_s = -\zeta_{m-or} D_s \frac{4\theta M}{p\pi d_m^3 N_A} \nabla p \quad (27)$$

式中： D_s 为表面扩散系数， m^2/s ； J_s 为表面扩散质量流量， $kg/(m^2 \cdot s)$ ； C_s 为吸附气的浓度， mol/m^3 ； C_L 为 Langmuir 最大吸附量， mol/m^3 ； ΔH 为气体的等量吸附热， J/mol 。

3.2. 有机孔表观渗透率

有机孔表观渗透率是描述页岩储层有机孔隙内流体流动能力的重要参数。综合考虑孔隙结构特征、气体物理性质和流动机制，有机孔内的气体流量和基质渗透率可表达为：

$$J_{or} = J_{v-or} + J_{k-or} + J_s = -\left[\frac{k_{or} r_{or}^2 \rho_g}{8\tau\mu} + \frac{2\phi_{or} r_{or} \rho_g C_g}{3\tau} \left(\frac{8RT}{\pi M}\right)^{0.5} + D_s \frac{\phi_{or} 4\theta M}{\tau p \pi d_m^3 N_A} \right] \nabla p \quad (28)$$

$$K_{or} = \frac{\phi_{or} r_{or}^2}{8\tau} + \frac{2\phi_{or} r_{or} C_g \mu}{3\tau} \left(\frac{8RT}{\pi M}\right)^{0.5} + D_s \frac{\phi_{or} 4\theta M \mu}{\tau p \pi d_m^3 N_A} \quad (29)$$

式中： J_{or} 有机孔中的黏性流、Knudsen 扩散、表面扩散的总流量， $kg/(m^2 \cdot s)$ ； K_{or} 为有机孔表观渗透率， m^2 。

3.3. 无机孔表观渗透率

无机孔中的气体流动机理主要包括黏性流和 Knudsen 扩散。无机孔内的气体流量和表观渗透率表达式如下：

$$J_{in} = J_v + J_k = -\left(\frac{k_{in} r_{in}^2 \rho_g}{8\tau\mu} + \frac{2\phi_{in} r_{in} \rho_g C_g}{3\tau} \left(\frac{8RT}{\pi M}\right)^{0.5} \right) \nabla p \quad (30)$$

$$K_{in} = \frac{\phi_{in} r_{in}^2}{8\tau} + \frac{2\phi_{in} r_{in} C_g \mu}{3\tau} \left(\frac{8RT}{\pi M}\right)^{0.5} \quad (31)$$

式中： J_{in} 非吸附孔中的黏性流、Knudsen 扩散的总流量， $kg/(m^2 \cdot s)$ ； K_{in} 为非吸附孔表观渗透率， m^2 。

3.4. 基质孔表观渗透率

令有机孔的数量占比为 a ，基质孔表观渗透率表达式如下：

$$K_{app} = aK_{or} + (1-a)K_{in} \quad (32)$$

式中： K_{app} 为基质孔表观渗透率， m^2 。

基质孔内气体发生黏性流、Knudsen 扩散、表面扩散的表观渗透率分别为：

$$K_v = ak_{or} + (1-a)k_{in} \quad (33)$$

$$K_k = a \frac{2\phi_{or} r_{or} C_g \mu}{3\tau} \left(\frac{8RT}{\pi M}\right)^{0.5} + (1-a) \frac{2\phi_{in} r_{in} C_g \mu}{3\tau} \left(\frac{8RT}{\pi M}\right)^{0.5} \quad (34)$$

$$K_s = aD_s \frac{\phi_{or} 4\theta M}{\tau p \pi d_m^3 N_A} \quad (35)$$

式中： K_v 为基质孔中的黏性流表现渗透率， m^2 ； K_k 为基质孔中的 Knudsen 扩散表现渗透率， m^2 ； K_s 为基质孔中的表面扩散表现渗透率， m^2 。

4. 模型校验与敏感性参数分析

4.1. 模型校验

由于页岩基质孔内气水关系复杂，因此本文根据文献实验中的参数建立了基质孔表现渗透率模型，并将实验结果与文献实验数据[21]做对比，两者之间平均误差为 7.58% (如图 1 所示)，由此表明本文建立的模型是可靠的。

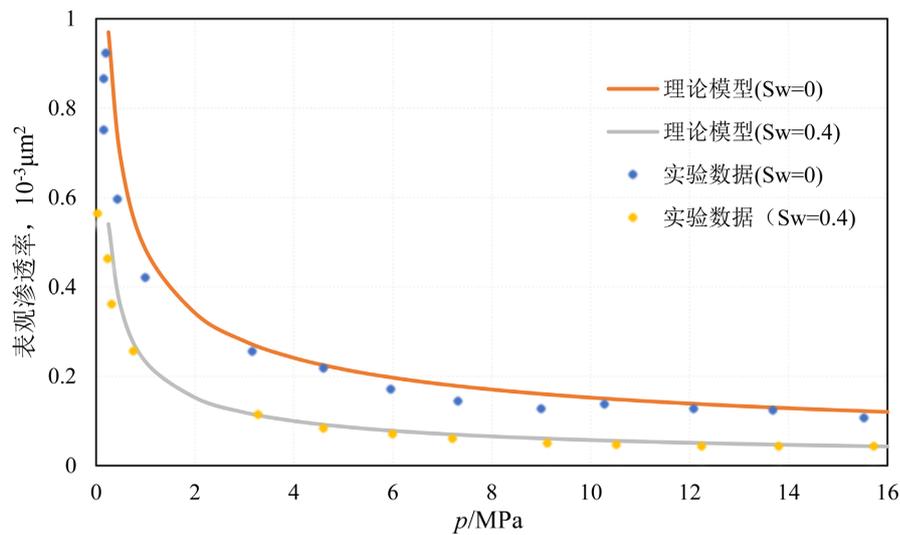


Figure 1. Comparison plot of theoretical model and experimental data

图 1. 理论模型与实际数据对比图

Table 1. Shale physical properties and gas parameters

表 1. 页岩物性和气体参数

参数	数值
气体分子直径/nm	0.4
非均质修正系数	0.5
迂曲度	4.3
地层温度/K	365.15
孔隙度	0.05
孔隙度应力敏感系数/ MPa^{-1}	0.002
渗透率应力敏感系数/ MPa^{-1}	0.042
理想气体粘度/ $Pa \cdot s$	1.5×10^{-5}
杨氏模量/MPa	2×10^4
Langmuir 压力/MPa	4.2

续表

Langmuir 体积/(m ³ /kg)	0.017
等量吸附热/(J·mol ⁻¹)	1600
岩石密度/(kg/m ³)	2580

4.2. 流态贡献值

利用表 1 提供的物性参数值, 明确页岩基质孔的传质规律。由图 2 和图 3 可知, 黏性流量的贡献率随地层压力的降低而减小; 表面扩散流量的贡献率随地层压力降低而增大; Knudsen 扩散流量贡献率在整个基质孔内占比始终不足 1%。原始孔径为 5 nm 的低压条件下时, 基质孔中黏性流占主导地位, 在高压条件下, 表面扩散占主导地位。原始孔径为 50 nm 时, 黏性流占主导地位。

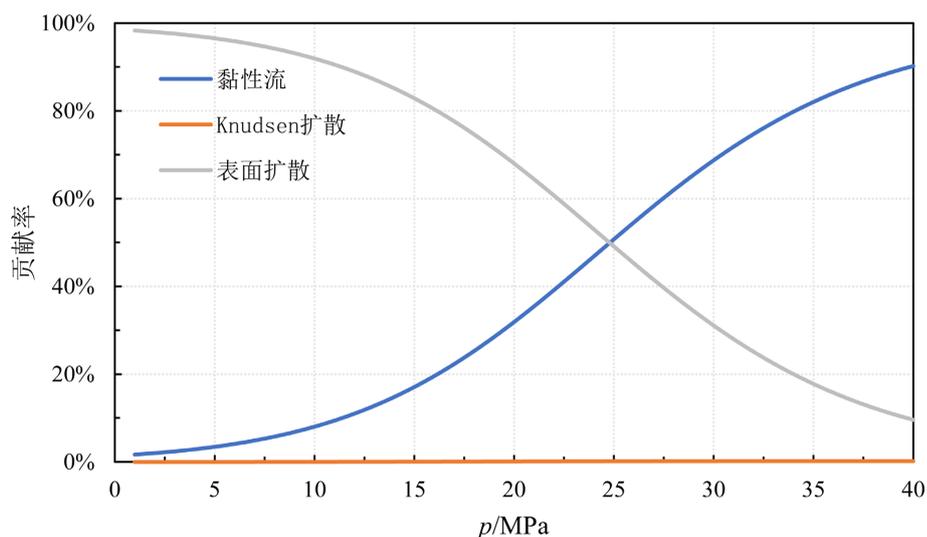


Figure 2. Contribution of different transport mechanisms at an initial pore size of 5 nm
图 2. 原始孔径为 5 nm 时不同运移机制贡献度

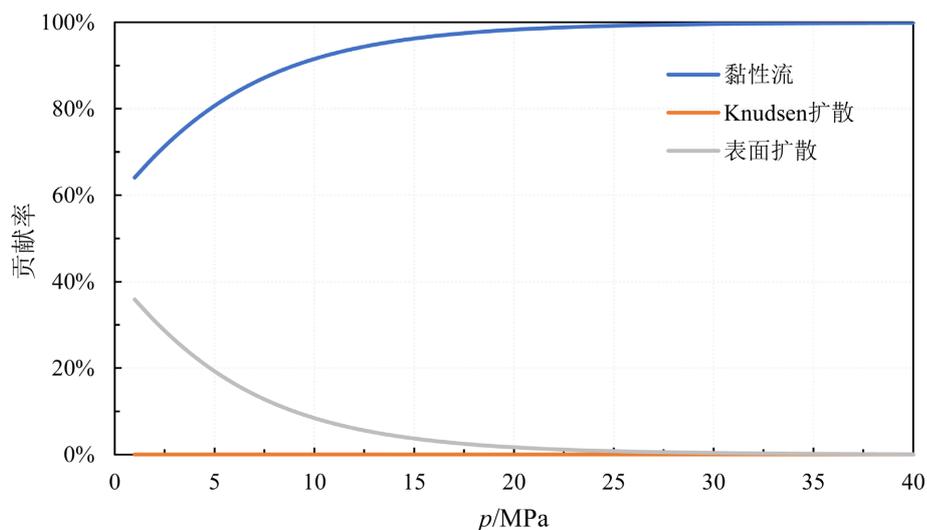


Figure 3. Contribution of different transport mechanisms at an initial pore size of 50 nm
图 3. 原始孔径为 50 nm 时不同运移机制贡献度

4.3. 基质孔渗透率变化特征

由图4和图5可知,基质渗透率随着基质孔孔径增加而增加。具体地,在原始孔径为5 nm的有机孔中,表面扩散在低压情况下占主导地位,导致低压下的有机孔渗透率随地层压力降低而增大;黏性流在高压情况下占主导地位,导致高压下的有机孔渗透率随地层压力降低而减小。原始孔径为50 nm的有机孔中,黏性流始终占主导地位,表面扩散贡献值低,导致有机孔渗透率随地层压力降低而减小;而在无机孔中,由于不存在表面扩散,黏性流始终占主导地位,导致无机孔表观渗透率随压力降低始终减小。

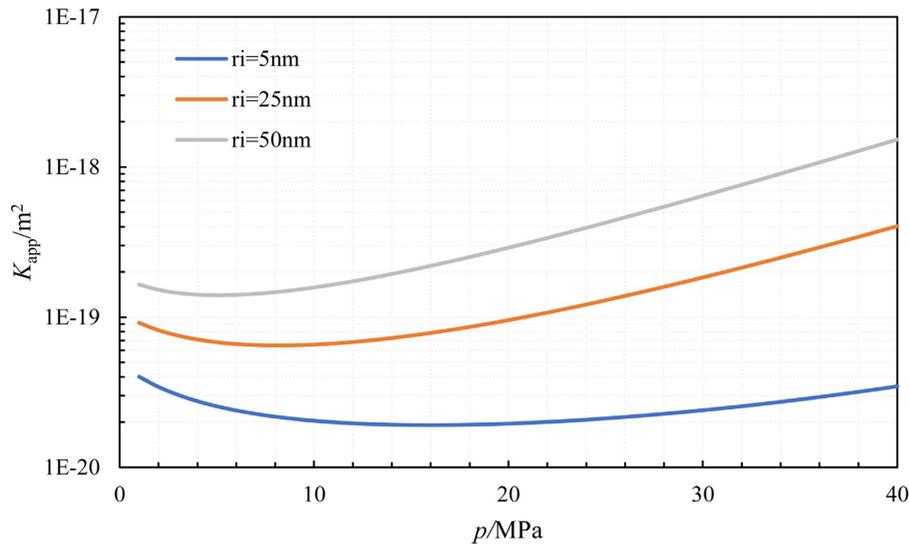


Figure 4. Relationship between permeability of organic pores and pore size

图4. 有机孔渗透率与孔径的关系

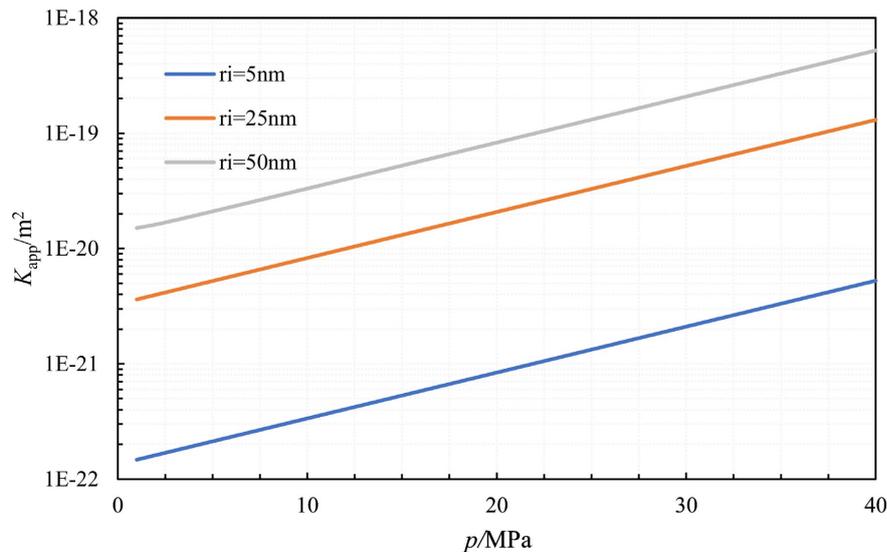


Figure 5. Relationship between permeability of inorganic pores and pore size

图5. 无机孔渗透率与孔径的关系

4.4. 应力敏感影响

有效应力通过压实作用减小孔隙体积,导致基质渗透率降低。如图6所示,基质渗透率随着地层压

力降低，出现先减小后增大的趋势。其中应力敏感系数越大，基质渗透率越小。在开发中后期应力敏感影响最强烈，是由于有效应力增大，导致放大了敏感系数不同带来基质渗透率的差异，其所对应的曲线向下凹陷程度越明显。若忽略应力敏感，可能高估基质渗透率。

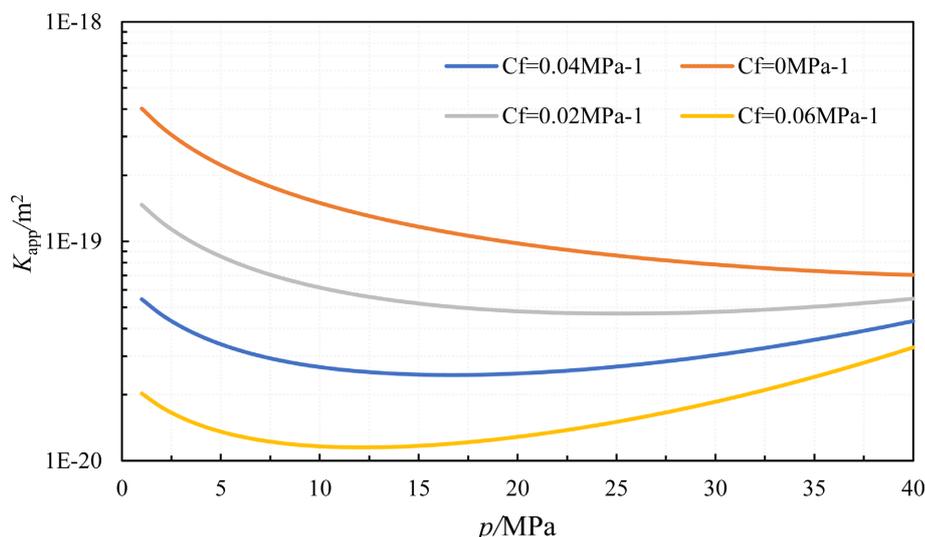


Figure 6. Effect of stress sensitivity on apparent permeability
图 6. 应力敏感效应对表观渗透率的影响

4.5. 含水饱和度影响

原生水作为页岩储层的重要组成部分对基质渗透率影响显著。如图 7 所示，基质渗透率随着地层压力降低，出现先减小后增大的趋势。其中，基质渗透率随着束缚水饱和度的增加而减小，对应的曲线凹陷越明显。这是因为在开发前期黏性流为主要流态，由于束缚水形成的水膜减小了气体分子流动孔隙，导致基质渗透率在前期差异明显。

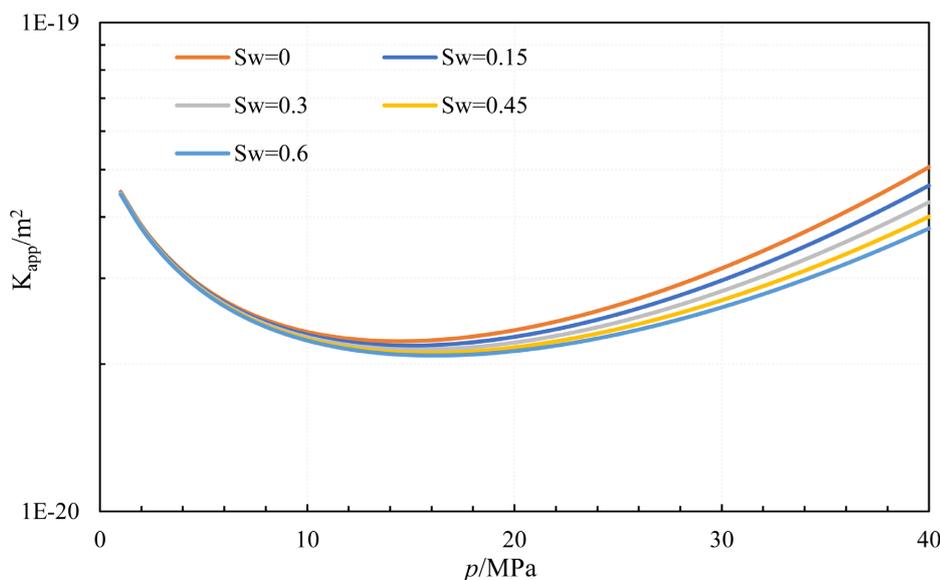


Figure 7. Effect of irreducible water saturation on apparent permeability
图 7. 束缚水饱和度对表观渗透率的影响

5. 结论

(1) 本文针对页岩气基质中微纳米孔隙,从气(吸附气、游离气)、水(原生水)、固(孔隙壁面)之间的相互作用关系,揭示页岩气微纳米孔隙内传质机理,建立页岩气基质尺度内传质数学模型,并明确了不同因素对页岩基质表观渗透率的影响规律。

(2) 页岩基质孔表观渗透率受多物理场耦合作用,其中应力敏感效应和原生水作用通过降低基质等效孔径,导致页岩基质孔表观渗透率降低。但二者机理不同;应力敏感是有效压力增大基质孔径被压缩,随着孔隙压力的降低对基质渗透率影响逐渐增大;原生水赋存在基质孔中降低页岩等效孔径,原生水作用随着孔隙压力的降低对基质渗透率影响逐渐减小。

(3) 表面扩散贡献率随着页岩基质孔初始孔径的增大而减小,随着压力增大而降低,在低压小孔径占主导地位;黏性流贡献率随着压力和孔径的增加而增加,在高压大孔径下占主导地位;Knudsen 扩散流量贡献率在整个基质孔内占比始终不足 1%。

参考文献

- [1] 邹才能,董大忠,熊伟,等.中国页岩气新区带、新层系和新类型勘探进展、挑战及对策[J].石油与天然气地质,2024,45(2):309-326.
- [2] 梁洪彬,张烈辉,陈满,等.快速评价页岩含气量的新方法[J].西南石油大学学报(自然科学版),2020,42(2):110-117.
- [3] 李靖,李相方,王香增,等.页岩无机质孔隙含水饱和度分布量化模型[J].石油学报,2016,37(7):903-913.
- [4] 曹成,李天太,张磊,等.考虑基质收缩效应的页岩气双孔双渗模型[J].天然气地球科学,2015,26(12):2381-2387.
- [5] 梁峰,吴伟,张琴,等.四川盆地南部下寒武统筇竹寺组页岩孔隙结构特征与页岩气赋存模式[J].天然气工业,2024,44(3):131-142.
- [6] 任文希,段又菁,郭建春,等.物理-数据协同驱动的页岩气井产量预测方法[J].天然气工业,2024,44(9):127-139.
- [7] 胡小虎.页岩气非均匀压裂水平井非稳态产能评价方法[J].断块油气田,2021,28(4):519-524.
- [8] Cui, R., Sun, J., Liu, H., Dong, H. and Yan, W. (2024) Pore Structure and Gas Adsorption Characteristics in Stress-Loaded Shale on Molecular Simulation. *Energy*, **286**, Article ID: 129658. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129658>
- [9] Zhang, Y., Zhang, B., Liu, B., Liu, J., Wei, Q., Lu, H., et al. (2025) A Model for Apparent Permeability of Organic Slit Nanopores in Shale Gas Based on GCMC Molecular Simulation. *Fuel*, **381**, Article ID: 133236. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.133236>
- [10] Yu, H., Chen, J., Zhu, Y., Wang, F. and Wu, H. (2017) Multiscale Transport Mechanism of Shale Gas in Micro/Nanopores. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, **111**, 1172-1180. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2017.04.050>
- [11] 宋浩晟,李波波,陈帅,等.页岩储层动态表观渗透率演化机制[J].中国矿业大学学报,2022,51(5):873-885.
- [12] Chen, S. and Peng, X. (2024) A Novel Apparent Permeability Model for Shale Considering the Influence of Multiple Transport Mechanisms. *Physics of Fluids*, **36**, Article ID: 012018. <https://doi.org/10.1063/5.0181882>
- [13] Huang, S., Wu, Y., Cheng, L., Liu, H., Xue, Y. and Ding, G. (2018) Apparent Permeability Model for Shale Gas Reservoirs Considering Multiple Transport Mechanisms. *Geofluids*, **2018**, Article ID: 2186194. <https://doi.org/10.1155/2018/2186194>
- [14] 曹成,郭浩,张亮.考虑有机质和无机质差异的多因素耦合页岩渗透率计算模型[J].大庆石油地质与开发,2022,41(5):160-167.
- [15] Li, J., Chen, Z., Wu, K., Li, R., Xu, J., Liu, Q., et al. (2018) Effect of Water Saturation on Gas Slippage in Tight Rocks. *Fuel*, **225**, 519-532. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.186>
- [16] 李晓平,刘蜀东,李纪,等.考虑应力敏感效应和含水影响的页岩基质表观渗透率模型[J].天然气地球科学,2021,32(6):861-870.
- [17] 李福堂,黄卫,陈海霞,等.考虑孔隙压缩及煤基质收缩效应的煤层气井产能预测模型及影响因素[J].大庆石油地质与开发,2023,42(5):168-174.

- [18] 刘骞. 页岩气渗流机制数学表征及 Knudsen 扩散影响分析[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2018, 20(2): 35-38.
- [19] Wang, J., Chen, L., Kang, Q. and Rahman, S.S. (2016) Apparent Permeability Prediction of Organic Shale with Generalized Lattice Boltzmann Model Considering Surface Diffusion Effect. *Fuel*, **181**, 478-490.
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.05.032>
- [20] Wang, S., Shi, J., Wang, K., Sun, Z., Miao, Y. and Hou, C. (2018) Apparent Permeability Model for Gas Transport in Shale Reservoirs with Nano-Scale Porous Media. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, **55**, 508-519.
<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.05.026>
- [21] 胡志明, 端祥刚, 何亚彬, 等. 储层原生水对页岩气赋存状态与流动能力的影响[J]. 天然气工业, 2018, 38(7): 44-51.