

# 页岩表观渗透率影响因素

蒋柯<sup>1,2</sup>, 曾萍<sup>2,3</sup>, 蒲飞龙<sup>2</sup>, 宋威国<sup>2</sup>, 周文<sup>1,2</sup>, 唐潮<sup>2</sup>

<sup>1</sup>成都理工大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都

<sup>2</sup>成都理工大学能源学院, 四川 成都

<sup>3</sup>中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京

收稿日期: 2021年12月3日; 录用日期: 2022年2月8日; 发布日期: 2022年2月16日

## 摘要

页岩是渗透率最小的沉积岩, 其表观渗透率受多重因素的影响和制约。为了探究影响页岩表观渗透率的主控因素, 对压力、孔隙结构、孔隙类型和微观渗流机理等4大类13小类页岩表观渗透率的因素影响进行全面分析。结果表明, 压力和孔径是页岩表观渗透率的主控因素, 应力敏感效应、基质收缩效应、壁面粗糙度、阻塞率、迂曲度、页理、有机孔隙、无机孔隙、黏滞流动、扩散、滑脱流动、吸附、真实气体效应等因素均与地层压力和孔径密切相关。明确页岩表观渗透率因素有利于指导页岩渗透率测试及页岩气储层的勘探开发。

## 关键词

页岩, 表观渗透率, 影响因素, 孔隙结构, 孔隙类型, 渗流机理

# Influencing Factors of Shale Apparent Permeability

Ke Jiang<sup>1,2</sup>, Ping Zeng<sup>2,3</sup>, Feilong Pu<sup>2</sup>, Weiguo Song<sup>2</sup>, Wen Zhou<sup>1,2</sup>, Chao Tang<sup>2</sup>

<sup>1</sup>State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu Sichuan

<sup>2</sup>College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu Sichuan

<sup>3</sup>College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing

Received: Dec. 3<sup>rd</sup>, 2021; accepted: Feb. 8<sup>th</sup>, 2022; published: Feb. 16<sup>th</sup>, 2022

## Abstract

Shale is the sedimentary rock with the lowest permeability, and its apparent permeability is af-

fected and restricted by multiple factors. In order to study the main controlling factors affecting the shale apparent permeability, four classes and 13 subclasses of shale apparent permeability influencing factors, including pressure, pore structure, pore types and microscopic seepage mechanism, were analyzed comprehensively. The results show that the pressure and pore size are the main controlling factors of shale apparent permeability. Stress sensitivity effect, matrix shrinkage effect, wall roughness, blocking rate, tortuosity, fissile, organic pores, inorganic pores, viscous flow, diffusion, slippage flow, adsorption and real gas effect are all closely related to formation pressure and pore size. Determining the factors of shale apparent permeability is beneficial to guiding permeability testing, exploration and development of shale gas reservoir.

## Keywords

Shale, Apparent Permeability, Influencing Factors, Pore Structure, Pore Types, Seepage Mechanism

Copyright © 2022 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. 前言

页岩是由细粒沉积物经成岩作用形成且页理发育的细粒沉积岩或泥状岩，是渗透率最小的沉积岩，渗透率普遍小于 0.001 mD [1] [2] [3]。我国南方海相页岩气勘探开发区相比北美地区，具有时代老、热演化及成岩演化程度高、经历了多期构造改造、含气丰度差异大等特点。高演化及多期构造改造作用下页岩气储层微孔隙发育特征、含气特征及页岩渗透率就成为海相页岩气富集评价的关键问题，经济合理的页岩气勘探开发必须找到其页岩气优质储层发育区，即“甜点”区，这些区应该具有储层微孔隙发育、含气量高、脆性高、天然孔隙裂缝发育等特点[4] [5]。目前除了涪陵 - 焦石坝、威远 - 长宁等页岩气区取得商业化开发以外，我国页岩气区的开发很不理想，对页岩表观渗透率的影响因素认识不全[6] [7] [8]。

国内外对于页岩渗透率的研究主要集中在页岩渗透率计算方法及不同渗透率测试方法对页岩表观渗透率的影响方面[9] [10] [11]，对于页岩本身对渗透率的影响研究较少。Ghanizadeh 等通过实验得出氮气测量渗透率大于采用氩气、甲烷测量渗透率[12] [13]。Cui 等提出若实验采用具有吸附效应的气体，如氮气和甲烷，则必须进行吸附校正[14]。岩心柱取样过程中容易产生人工裂缝，研究表明：岩心柱脉冲渗透率比岩屑脉冲渗透率测量值大 1~3 个数量级[15] [16]。Labani 等提出实验条件对压力脉冲衰减法测量的渗透率值具有很大的影响，结果表明：有效应力越大测得的渗透率越小，低孔隙压力条件下的克努森扩散和分子滑脱效应使渗透率增大[17]。张宏学等采用脉冲衰减渗透率仪测试了煤系页岩的裂缝渗透率及应力敏感性，提出了与有效应力相关的页岩气储层的渗透率模型，该模型不能真实反映地下储层复杂和多变的应力条件下的渗透率，只能反映岩石在单轴应变和常体积条件下的渗透率[18]。卓仁燕等讨论了内压与有效应力对渗透率的影响，结果表明：在低内压条件下，由于滑脱效应使渗透率增加，页岩渗透率随有效应力的升高呈非线性降低，孔隙压力越低，应力敏感性越强，有效应力在升高、降低过程中存在应力 - 应变滞后回线[19]。

本文在文献调研的基础之上，对孔隙结构、地层压力、微观渗流机理和孔隙类型等页岩表观渗透率影响因素进行系统总结分析，明确不同因素对页岩渗透率的影响，用于指导页岩渗透率的测试及页岩气储层的勘探开发。

## 2. 压力

### 2.1. 应力敏感效应

随着页岩气的不断开采, 因地层孔隙流体压力降低, 有效应力增大使得表观渗透率降低, 这就是应力敏感效应[20] [21] [22]。页岩富含有机质, 但页岩中的有机质强度弱, 更易变形, 其应力敏感性更强。

具体表现为当地层孔隙流体压力降低时, 无论是孔隙度, 还是表观渗透率和孔径都会降低/减小, 在地层压力较高时(开发初期)更明显, 对表观渗透率的影响更为显著[21]。应力敏感性的存在会使气体流动空间减小、页岩固有渗透率降低, 但流动空间的减小会增强气体滑脱效应, 因此应力敏感效应对表观渗透率有较为复杂的影响。除了与压力有关, 孔隙直径大小也会对应力敏感效应产生不同的影响, 进而影响页岩表观渗透率。以 5 nm 为界线, 先随孔径增大而减小后随之增大, 主要考虑应力造成的流动空间损失和滑脱引起的流动的大小关系。压力越低而应力敏感效应越强, 对表观渗透率贡献越大[23]。

### 2.2. 基质收缩效应

开发初期, 页岩微纳米孔中的吸附气会占据孔隙中自由气体运移的部分空间, 导致基质收缩; 随着页岩气的不断开采, 地层压力降低, 引起壁面吸附气解吸, 同时导致微裂隙开度以及孔隙尺寸增大, 使表观渗透率增加。基质收缩效应随地层压力的降低而减弱, 初始压力和开采到一定程度时的压差越大, 由基质收缩效应带来的表观渗透率的增加越大, 贡献越大。地层压力一定时, 孔径越小, 吸附气占据的相对厚度越大, 甚至形成多层吸附, 则基质收缩效应越强, 降低同样的压差所带来的表观渗透率的增长越多[24]。

## 3. 孔隙结构

### 3.1. 壁面粗糙度

因页岩孔隙中的气体与页岩基质的接触发生在孔隙壁面, 孔隙壁面粗糙度对气体吸附、滑脱和扩散的影响很大。粗糙壁面会增加气体吸附, 减弱气体滑脱和扩散, 导致表观渗透率下降。

在孔隙粗糙度同样的情况下, 随着孔径的增大, 壁面的吸附能力变弱, 气体分子不容易发生吸附, 但容易滑脱和扩散, 故难以形成多层吸附; 壁面的极性官能团(特别是碳氧官能团)越多, 孔隙表面对气体的吸附性越强。有机质中含有大量极性官能团, 有机孔越发育, 有机孔表面对气体分子的吸附性越强, 导致表观渗透率越低。壁面粗糙度对表观渗透率的影响随半径的增加而降低, 随地层压力的降低而降低。

有关壁面粗糙度对表观渗透率的研究不多, 现有研究基本上基于理论研究: 一是无法改变壁面粗糙度, 难以研究其对表观渗透率的影响; 二是壁面粗糙度对表观渗透率影响是有条件的, 当孔径比较大, 压力比较小时, 纳米孔壁面上的气体吸附量很小[25]。

### 3.2. 阻塞率

阻塞系数对表观渗透率的影响很小, 在研究表观渗透率中, 可以把阻塞率视为一个常数, 但是在低压、小孔中影响比较大。页岩的地层压力一般比较大, 当地层压力降低时, 可以通过优势通道流出, 即大孔和裂缝。阻塞率对表观渗透率的降低随压力降低而增加, 随孔径的增加而降低。

### 3.3. 迂曲度

迂曲度增加时, 气体分子与孔隙壁面之间的碰撞机会增加, 在小孔和高压条件下气体分子容易吸附, 压力增加, 气体分子不容易滑脱。因此, 气体传输能力变差, 表观渗透率降低。迂曲度对表观渗透率的

影响随地层压力降低而减弱,随有机质的增加而增加,还与有机质在页岩中的分布有关,随孔径的增加而减弱[26]。一般而言,页岩孔道的迂曲度比较大,大于砂岩、碳酸盐岩储层孔道的迂曲度。

### 3.4. 页理

页理是划分泥岩和页岩的重要标志,是页岩的薄弱面,能够用肉眼或显微镜观察到的书页状层面结构[27]。页理面上发育大量笔石生物,但有关页理面的成因还存在大量争议。由于页理面的特殊结构,页岩样品从井下取到地面的过程中,地层压力和地层温度发生变化,导致页理展开,形成页理缝。页理缝是气体流动的优势通道,会导致页岩表观渗透率变大,且会增加页岩样品的应力敏感效应。同时,页理缝的存在,也会对页岩渗透率的测试造成较大困难,导致测试结果是页理缝的渗透率,而不是页岩基质的渗透率。

页理发育情况由页理长度、页理密度和页理角度决定[27]。页理贯穿样品时,渗透率随页理长度和页理角度的增加为减小、随页理密度的增大而增大(不能无限增大)。页理未贯穿样品时,渗透率随页理长度的增加而增大(有上限)。页岩渗透率随页理角度增大而降低,页理角度越小,渗透率降低速度越快,90°时达到最小。

## 4. 孔隙类型

### 4.1. 有机孔隙

有机质具有大的比表面且含大量非极性官能团,能够给页岩气分子提供吸附位,增加吸附浓度(图1),甚至形成多层吸附,发生扩散时增加传输能力,提高表观渗透率;有机质存在大量的纳米孔,为气体传输提供通道,在整体孔隙尺寸小时,能增加表观渗透率[28];平行层理和网络状有机质孔隙相较于无机孔隙,能更好的作为重要的渗流通道;有机孔隙的形状复杂,比较常见的时球状、墨水瓶状、平行板状和多边形不规则状,此外还可以弯曲成更为复杂的各种形状,不同形状的孔隙对传输能力的影响是不同的;有机孔隙尺寸的非均质性很强,纵横比非均质性也强,这也会造成传输能力差异,影响表观渗透率;有机孔隙会造成页岩润湿性多样,页岩有机质孔隙为油湿甚至为强油湿,更容易吸附页岩气也相对不容易滑脱;有机质孔隙的存在会增加迂曲度,并且一般而言有机质孔隙越多迂曲度越高,使页岩气在孔道中的输运更复杂;相比而言,芳香烃干酪根比其他类干酪根更有的亲和力,而且从腐泥型到腐殖型干酪根,此类烃含量逐渐增加,因此有机孔隙有机质的类型也会对吸附产生影响;有机质孔隙的分散程度除了会通过影响迂曲度影响表观渗透率,也会直接影响天然气的传输[25]。

### 4.2. 无机孔隙

矿物包括脆性矿物和黏土矿物,都是无机质;黏土矿物特别是蒙托石、伊蒙混层具有大的比表面积,能为页岩气提供吸附位,但吸附气量很小(图1);无机质粒间孔和晶间孔主要以相对分散的形式存在于黄铁矿中[8],但一般而言,页岩中的黄铁矿很少,因此对气体传输贡献很小;无机孔隙主要是水湿或者混合润湿,对页岩气的吸附性没有有机孔隙强,无机质孔隙表面可能存在水膜,有无水膜和开发过程中的水膜厚度变换对传输能力有影响,因为水膜的存在会减少孔隙尺寸和亲水疏油,甚至产生水锁效应,完全堵住孔喉[25];页岩中无机孔隙大小、形状具有非均质性,一定程度上影响了页岩纳米孔气体传输;无机孔隙直径相对较大,多存在粘滞流动和滑脱流动而吸附、扩散少[25][29];因为黏土矿物遇水会膨胀,即会产生水敏现象,导致部分孔隙喉道闭合,降低表观渗透率。

虽有机孔隙和无机孔隙能够影响气体传输,但是由于其复杂性,通过实验难以探明其影响系数,即使有也不一定准确,通过实验改变变量也难以实现,因此仅停留在理论研究。

## 5. 微观渗流机理

### 5.1. 黏滞流动

当页岩气分子的平均自由程远小于页岩孔隙直径时，主要由页岩气分子之间的碰撞引起气体运移。黏滞流动带来的表观渗透率的增加，随地层压力降低越来越低，占有的比重也更小；随孔径增加而增加[26]。

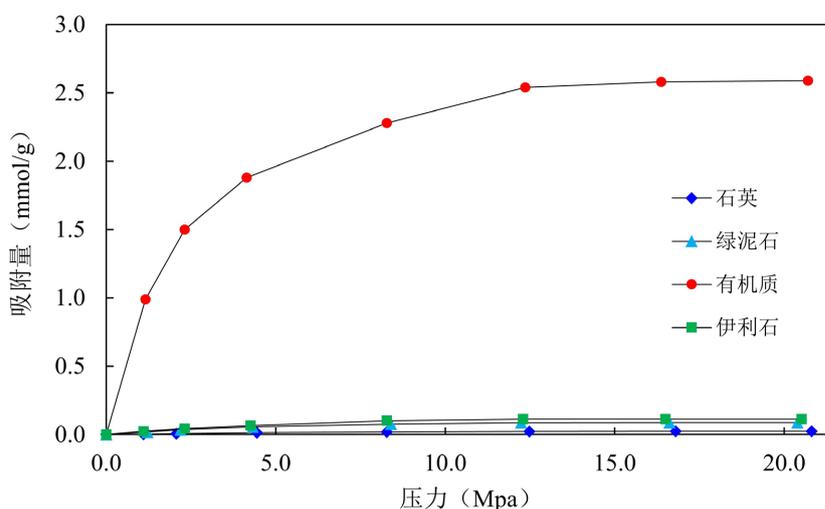


Figure 1. Methane adsorption isotherms of main pure minerals and organic matter in shale [30] [31]

图 1. 页岩中有机质及主要无机矿物的吸附等温曲线[30] [31]

### 5.2. 扩散

扩散包括表面扩散和克努森扩散。当气体平均分子自由程大于孔隙直径，气体分子与壁面的碰撞为主时，气体传输以克努森扩散为主。克努森扩散对表观渗透率的增加，随着地层压力降低而增加，随着孔径增加而增加，但半径的影响没有压力的幅度大，因此在低压和微孔条件，克努森扩散占的比重更大。

当气体的平均自由程与页岩孔隙直径接近时，页岩气分子与壁面的碰撞引起气体输运叫表面扩散。由于气体表面扩散引起得表观渗透率的增加，随着地层压力降低而增加，随着孔隙半径的增大而降低，原因是这种影响除了同表面扩散系数相关，还和吸附气浓度相关；在同等孔隙度条件下，孔径越大，孔隙数量越少，吸附气量就少，占有总截面的比重就少，表面扩散这种运输方式的传输的气量就大[24] [32]。

### 5.3. 滑脱流动

当页岩纳米孔孔径较大或者高压条件下， $0.001 \leq K_n \leq 0.1$ ，气体平均分子自由程远小于孔隙直径，气体分子之间碰撞频率远大于气体分子与孔隙壁面的碰撞频率，气体输运主要为滑脱流动(图 2)。要想在足够小的孔隙中实现达西流动，只需施加足够大的测试压力即可[33]。



Figure 2. Gas flow pattern division in shale [34]

图 2. 页岩中气体流态划分[34]

滑脱流动引起表观渗透率的增加,随着开发的进行、地层压力的降低先降后增,随孔隙半径的增大而增大。在开发初期,地层压力高,虽然应力敏感效应增加了气体输运空间,但是比起气体的吸附是微不足道的;在开发后期或者正常压力条件下,压力减小,气体解吸,产生滑脱流动,表观渗透率增加。在开发最初期,地层压力最大的时候,主要为吸附阶段;在孔径大于 2 nm 以及能够降到能够解吸的条件下,滑脱流动对表观渗透率的贡献大;在微孔、低压条件下,滑脱流动贡献的气体输运量低,可忽略;在大孔、低压条件下,主要发生自由流动[25]。

#### 5.4. 吸附

页岩气在储层中的赋存状态主要是游离气、吸附气。在页岩储层中,有机质孔隙占一定比例,其孔径极小,但存在很大的内表面积,天然气大量吸附于有机质表面;蒙脱石、伊/蒙混层等黏土矿物虽也可提供大量表面积,增加页岩气吸附位,但吸附量很小。在高地层压力、微孔中,因为岩石壁面的吸附能,气体分子多数会以吸附气的形式吸附于壁面上;随着页岩气开发过程中,地层压力降低,吸附气发生解吸,孔隙有效半径增加,增加气体输运能力,增加表观渗透率。由吸附带来的开发前期表观渗透率下降和后期表观渗透率增加,随地层压力降低而降低,随孔径增加而减弱,原因是在高压下吸附,在低压下解吸扩散,虽然增加了表观渗透率,但也会降低滑脱效应带来的表观渗透率的增加,因为输运空间的增大优于减弱滑脱流动带来的流动损失[23]。

#### 5.5. 真实气体效应

当气体在储层中输运时,必须重视真实气体对输运的影响。原因如下:1) 多数情况,不考虑真实气体效应,采用分子平均自由程同孔径比较,但忽略了纳米级孔径下,气体分子本身的直径不可忽视,这种可比性造成气体分子占有部分孔隙空间,孔道输运能力减弱。2) 在开发不同时期,分子间引力与斥力大小不等,导致分子自由程、滑脱效应和输运能力的变化。开发前期分子间引力大于斥力,自由程、滑脱效应和输运能力都增大,表观渗透率增加。地层条件下,因真实气体效应存在,高地层压力使纳米孔输运能力增强,提高表观渗透率。这种积极的影响与地层压力变化正相关,与孔径变化负相关。不同种类气体因其固有性质不同,其对表观渗透率的影响不同,造成孔道有不同的输运能力。比如实验室用氮气和氦气模拟地层条件下的甲烷,其实验结果肯定需要修正。虽然认为地层条件下开采页岩气,将温度视为不变场,但是模拟温度和地层温度存在不同,不同层位不同埋深地层温度也不同,温度对真实气体效应的影响也不同,对表观渗透率模型的影响也就不同。

### 6. 主控因素

本文主要考虑压力、孔隙结构、孔隙类型、微观渗流机理对表观渗透率的影响,其中压力包括应力敏感效应和基质收缩效应,孔隙结构包括壁面粗糙度、阻塞率、迂曲度和页理,孔隙类型包括有机孔隙和无机孔隙,微观渗流机理包括黏滞流动、扩散、滑脱效应、吸附、真实气体效应,但以上 4 类 13 点页岩表观渗透率影响因素均与地层压力和孔径紧密相关。

应力敏感效应和基质收缩效应与地层压力和孔径相关;地层压力降低,产生应力敏感效应,表观渗透率降低,尤其对小孔和高压(开发初期)影响更大;地层压力降低,产生基质收缩效应,裂缝开度增大,表观渗透率增加。

孔径越小,壁面粗糙的孔隙吸附能力越强,扩散表观渗透率越大,但当地层压力很小,而孔径很大时,壁面粗糙度对表观渗透率几乎没有影响;当孔径小、地层压力低时,阻塞率对表观渗透率的影响较大,当孔径大、地层压力高时,阻塞率可以视为常数;孔径小、地层压力高时,迂曲度增加会增加壁面

吸附能, 扩散表观渗透率增加, 当孔径大、地层压力低时, 迂曲度的增加会增加气体分子的路径和提高气体分子与壁面碰撞的机会, 黏滞流动表观渗透率降低。孔径越大, 有机质和黏土矿物的比表面越小, 能够提供的吸附位越少, 扩散表观渗透率越小。

当压力改变时, 气体分子的自由程改变, 微观渗流机理也会改变, 在不同的孔径下, 会产生不同的渗流。当页岩气分子的平均自由程远小于页岩孔隙直径时, 主要由页岩气分子之间的碰撞引起气体运移, 即黏滞流动, 地层压力降低, 由黏滞流动引起表观渗透率的增加降低, 孔径增加, 黏滞流动表观渗透率增加。当气体平均分子自由程大于孔隙直径时, 气体分子与孔隙壁面的碰撞引起气体运移, 即克努森扩散, 克努森扩散引起表观渗透率的增加随地层压力降低而增加, 随着孔隙半径增加而增加。当页岩气分子的平均自由程与页岩孔隙直径接近时, 页岩气分子与壁面的碰撞引起气体运移, 即表面扩散, 表面扩散表观渗透率随压力的降低而增加, 随着孔径增加而减小。当气体平均分子自由程远小于孔隙直径时, 气体分子之间碰撞频率远大于气体分子与孔隙壁面的碰撞频率, 产生滑脱流动, 由滑脱流动引起表观渗透率的增大随着压力减小先减后增, 随着孔径的增大而增大。

在微孔和低压下, 由吸附带来引起的表观渗透的增加越大; 这种影响随压力降低而降低, 随孔径增大而降低; 真实气体效应因为自身气体特征的不同和与纳米孔径可比, 不容忽视, 使得气体输运能力增加、表观渗透率增大, 这种影响随着地层压力的降低而降低, 随着孔径的增加而降低。

综上, 无论时应力敏感效应、基质收缩效应, 壁面粗糙度、阻塞率、迂曲度, 有机孔隙、无机孔隙, 还是黏滞流动、扩散、滑脱流动、吸附、真实气体效应都与孔径和地层压力有关, 因此, 地层压力和孔径是气体在页岩中流动能力的最重要的两个参数。

## 7. 结论

在系统总结影响页岩表观渗透率因素的基础之上, 得出以下结论:

1) 提出影响页岩表观渗透率的因素有压力、孔隙结构、孔隙类型和微观渗流机理等 4 大类 13 小类。其中压力主要造成应力敏感效应和基质收缩效应, 孔隙结构包括壁面粗糙度、阻塞率、迂曲度和页理, 孔隙类型包括有机孔隙和无机孔隙, 微观渗流机理包括黏滞流动、扩散、滑脱效应、吸附、真实气体效应。

2) 页岩表观渗透率影响因素均与地层压力和孔径紧密相关。压力和孔径是页岩表观渗透率的主控因素。

## 参考文献

- [1] Best, M.E. and Katsube, T.J. (1995) Shale Permeability and Its Significance in Hydrocarbon Exploration. *The Leading Edge*, **14**, 165-170. <https://doi.org/10.1190/1.1437104>
- [2] Brace, W.F. (1980) Permeability of Crystalline and Argillaceous Rocks. *International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, **17**, 241-251. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(80\)90807-4](https://doi.org/10.1016/0148-9062(80)90807-4)
- [3] 姜在兴, 梁超, 吴靖, 张建国, 张文昭, 王永诗, 等. 含油气细粒沉积岩研究的几个问题[J]. 石油学报, 2013, 34(6): 1031-1039.
- [4] 徐浩. 南海海相页岩储层微观孔隙表征方法及含气特征分析[D]: [博士学位论文]. 成都: 成都理工大学, 2019.
- [5] Xu, H., Zhou, W., Cao, Q., Xiao, C., Zhou, Q., Zhang, H., et al. (2018) Differential Fluid Migration Behaviour and Tectonic Movement in Lower Silurian and Lower Cambrian Shale Gas Systems in China Using Isotope Geochemistry. *Marine and Petroleum Geology*, **89**, 47-57. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.03.027>
- [6] 蒋柯, 周文, 邓乃尔, 张昊天, 徐浩, 赵欣, 等. 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩储层中黄铁矿特征及地质意义[J]. 成都理工大学学报(自然科学版). 2020, 47(1): 50-64.
- [7] 杨梓梁, 张义平, 李波波, 沈仲辉. 页岩渗透性影响因素分析[J]. 煤炭技术, 2017, 36(2): 62-64.
- [8] Jiang, K., Zhou, W., Deng, N. and Song, W. (2020) Statistical Analysis and Significance of Pyrite in the Wufeng-Lower

- Longmaxi Shale Formation in South China. *Arabian Journal of Geosciences*, **13**, Article No. 1181. <https://doi.org/10.1007/s12517-020-06190-0>
- [9] 于荣泽, 张晓伟, 卞亚南, 李阳, 郝明祥. 页岩气藏流动机理与产能影响因素分析[J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 10-15.
- [10] Yang, D., Wang, W., Chen, W., Wang, S. and Wang, X. (2017) Experimental Investigation on the Coupled Effect of Effective Stress and Gas Slippage on the Permeability of Shale. *Scientific Reports*, **7**, Article No. 44696. <https://doi.org/10.1038/srep44696>
- [11] 韩玉娇, 周灿灿, 范宜仁, 李潮流, 袁超, 丛云海. 基于孔径组分的核磁共振测井渗透率计算新方法——以中东 A 油田生物碎屑灰岩储集层为例[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(1): 170-178.
- [12] Ghanizadeh, A., Amann-Hildenbrand, A., Gasparik, M., Gensterblum, Y., Krooss, B.M. and Littke, R. (2014) Experimental Study of Fluid Transport Processes in the Matrix System of the European Organic-Rich Shales: II. Posidonia Shale (Lower Toarcian, Northern Germany). *International Journal of Coal Geology*, **123**, 20-33. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.06.009>
- [13] Ghanizadeh, A., Gasparik, M., Amann-Hildenbrand, A., Gensterblum, Y. and Krooss, B.M. (2014) Experimental Study of Fluid Transport Processes in the Matrix System of the European Organic-Rich Shales: I. Scandinavian Alum Shale. *Marine and Petroleum Geology*, **51**, 79-99. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.10.013>
- [14] Cui, X., Bustin, A.M.M. and Bustin, R.M. (2009) Measurements of Gas Permeability and Diffusivity of Tight Reservoir Rocks: Different Approaches and Their Applications. *Geofluids*, **9**, 208-223. <https://doi.org/10.1111/j.1468-8123.2009.00244.x>
- [15] Heller, R., Vermylen, J. and Zoback, M. (2014) Experimental Investigation of Matrix Permeability of Gas Shales. *AAPG Bulletin*, **98**, 975-995. <https://doi.org/10.1306/09231313023>
- [16] Ghanizadeh, A., Bhowmik, S., Haeri-Ardakani, O., Sanei, H. and Clarkson, C.R. (2015) A Comparison of Shale Permeability Coefficients Derived Using Multiple Non-Steady-State Measurement Techniques: Examples from the Duvernay Formation, Alberta (Canada). *Fuel*, **140**, 371-387. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.09.073>
- [17] Labani, M.M., Rezaee, R., Saeedi, A. and Al Hinai, A. (2013) Evaluation of Pore Size Spectrum of Gas Shale Reservoirs Using Low Pressure Nitrogen Adsorption, Gas Expansion and Mercury Porosimetry: A Case Study from the Perth and Canning Basins, Western Australia. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **112**, 7-16. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.11.022>
- [18] 张宏学. 页岩储层渗流-应力耦合模型及应用[D]: [博士学位论文]. 中国矿业大学, 2015.
- [19] 卓仁燕, 张烈辉, 郭晶晶, 马俊修. 含气页岩渗透率实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(1): 155-157.
- [20] 何岩峰, 赵虹宇, 窦祥骥, 王相, 徐慧. 考虑应力敏感的页岩储层纳米孔隙渗透率计算模型[J]. 大庆石油地质与开发, 2018, 37(6): 151-157.
- [21] 崔亚星, 熊伟, 胡志明, 左罗, 高树生. 等温条件下页岩储层视渗透率随压力变化规律研究[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(4): 514-520.
- [22] Dong, J., Hsu, J., Wu, W., Shimamoto, T., Hung, J.-H., Yeh, E.-C., et al. (2010) Stress-Dependence of the Permeability and Porosity of Sandstone and Shale from TCDP Hole-A. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, **47**, 1141-1157. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2010.06.019>
- [23] 郭肖, 任影, 吴红琴. 考虑应力敏感和吸附的页岩表观渗透率模型[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(4): 109-112+118.
- [24] 吴克柳, 李相方, 陈掌星. 页岩气纳米孔气体传输模型[J]. 石油学报, 2015, 36(7): 837-848.
- [25] 吴克柳, 陈掌星. 页岩气纳米孔气体传输综述[J]. 石油科学通报. 2016, 1(1): 91-127.
- [26] 张艳玉, 李冬冬, 孙晓飞, 宋兆, 石达友, 苏玉亮. 实际状态下的页岩气表观渗透率计算新模型[J]. 天然气工业. 2017, 37(11): 53-60.
- [27] 蒋柯. 川南五峰组-龙马溪组页岩气储层渗透率测试方法[D]: [硕士学位论文]. 成都: 成都理工大学, 2020.
- [28] 姚军, 宋文辉, 李阳, 孙海, 杨永飞, 张磊. 有机质孔隙对页岩气流动能力影响研究[J]. 中国科学:物理学力学天文学, 2017, 47(9): 51-62.
- [29] 李玉丹, 董平川, 张荷, 曹耐, 汪洋. 基于分形理论的页岩基质表观渗透率研究[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(1): 92-99+105.
- [30] Xiong, J., Liu, X., Liang, L. and Zeng, Q. (2017) Adsorption of Methane in Organic-Rich Shale Nanopores: An Experimental and Molecular Simulation Study. *Fuel*, **200**, 299-315. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.03.083>
- [31] Xu, H., Zhou, W., Hu, Q., Xia, X., Zhang, C. and Zhang, H. (2019) Fluid Distribution and Gas Adsorption Behaviors in Over-Mature Shales in Southern China. *Marine and Petroleum Geology*, **109**, 223-232.

---

<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.05.038>

- [32] 吴克柳, 李相方, 陈掌星. 页岩气有机质纳米孔气体传输微尺度效应[J]. 天然气工业, 2016, 36(11): 51-64.
- [33] Jiang, K., Zhou, W., Tang, C., Zhou, Q., Xu, H., Liu, R., *et al.* (2021) Pulse-decay permeability Measurements and Influencing Factor Analysis in Marine Shale Formation in South China. *Arabian Journal of Geosciences*, **14**, Article No. 2535. <https://doi.org/10.1007/s12517-021-08922-2>
- [34] Swami, V., Clarkson, C.R. and Settari, A. (2012) Non-Darcy Flow in Shale Nanopores: Do We Have a Final Answer? *SPE Canadian Unconventional Resources Conference*, Alberta, 30 October-1 November 2012, 1-17.