

引用本文: 万成祥, 郭旭升, 申宝剑, 等. 深层页岩孔隙结构及游离气传输特征——以四川盆地龙马溪组页岩为例[J]. 石油实验地质, 2023, 45(6): 1204–1214. DOI: 10.11781/sysydz2023061204.

WAN Chengxiang, GUO Xusheng, SHEN Baojian, et al. Pore structure and free gas transport characteristics of deep shale: taking Longmaxi Formation shale in Sichuan Basin as an example [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(6): 1204–1214. DOI: 10.11781/sysydz2023061204.

# 深层页岩孔隙结构及游离气传输特征

## ——以四川盆地龙马溪组页岩为例

万成祥<sup>1,2,3</sup>, 郭旭升<sup>1,2,3</sup>, 申宝剑<sup>1,2,3</sup>, 常佳琦<sup>2</sup>, 薛子鑫<sup>4</sup>, 杜伟<sup>1,2,3</sup>

1. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 102206;

2. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室, 北京 102206;

3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206;

4. 中国石化集团国际石油勘探开发有限公司, 北京 100029

**摘要:** 深层页岩气是四川盆地龙马溪组页岩气增储上产的重要攻关方向, 但与中浅层页岩气在储层特征和渗流特征方面存在差异, 一定程度上限制了深层页岩气的勘探开发进展。为了明确深层页岩气的储层孔隙结构特征及页岩游离气传输特征, 以川南深层龙马溪组优质页岩为例, 开展了页岩储层孔隙结构观察和定量表征实验, 并基于体相气体传输机理, 探讨了页岩游离气的传输特征、临界条件及动态演化规律。① 深层页岩储层孔隙形态特征与中浅层差别不大, 但中孔的孔隙结构特征更加明显, 孔体积占比为 62.5%~69.7%; ② 深层页岩游离气传输方式分为过渡流、滑脱流和达西流三类, 永川地区页岩游离气划分 3 种传输方式的临界孔径分别为 4.2 nm 和 420 nm, 在此基础上建立了全盆地页岩游离气传输图版; ③ 从浅层到深层, 页岩游离气不同传输方式对应的临界孔径随之变小, 游离气传输方式从以过渡流为主 (最高占比达 63.0%) 转变为以滑脱流为主 (最高占比达 67.3%), 达西流占比不超过 2%; 页岩游离气传输能力从浅层到中层随埋深增加快速下降, 中深层页岩游离气传输能力随埋深增加基本保持稳定。通过分析和对比深浅层页岩储层孔隙结构特征及游离气传输特征, 研究成果可有力支撑深层页岩气乃至浅层页岩气下一步高效勘探开发方案的部署工作。

**关键词:** 孔隙结构特征; 游离气传输特征; 深层页岩气; 龙马溪组; 四川盆地

中图分类号: TE122.12

文献标识码: A

DOI: 10.11781/sysydz2023061204

## Pore structure and free gas transport characteristics of deep shale:

taking Longmaxi Formation shale in Sichuan Basin as an example

WAN Chengxiang<sup>1,2,3</sup>, GUO Xusheng<sup>1,2,3</sup>, SHEN Baojian<sup>1,2,3</sup>, CHANG Jiaqi<sup>1</sup>, XUE Zixin<sup>4</sup>, DU Wei<sup>1,2,3</sup>

1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development, Beijing 102206, China;

2. Key Laboratory of Shale Oil and Gas Exploration & Production, SINOPEC, Beijing 102206, China;

3. SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 102206, China;

4. SINOPEC International Petroleum Exploration and Production Corporation, Beijing 100029, China

**Abstract:** Deep shale gas is an important research direction for increasing shale gas storage and production in the Longmaxi Formation of Sichuan Basin. But there are differences in reservoir and seepage characteristics between shallow and medium-buried shale gas, which to some extent limits the progress of exploration and development of deep shale gas. In order to clarify the pore structure characteristics of deep shale gas reservoirs and the transport characteristics of shale free gas, this paper takes the high-quality shale of Longmaxi Formation in southern Sichuan as an example to carry out experiments on observing and quantitatively characterizing the pore structure of shale reservoirs. In addition, based on the transport mechanism of bulk gas, the transport characteristics, critical conditions, and dynamic evolution laws of shale free gas were explored. The experimental and computational results

收稿日期 (Received): 2023-08-31; 修订日期 (Revised): 2023-10-27; 出版日期 (Published): 2023-11-28.

作者简介: 万成祥 (1994—), 男, 博士, 助理研究员, 从事页岩气赋存规律及成藏机理研究。E-mail: wanex.syky@sinopec.com。

基金项目: 中国石化科技部项目“四川盆地志留系致密储层潜力评价”(P21042-3) 资助。

© Editorial Office of Petroleum Geology & Experiment. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license.

indicate that: (1) The pore morphology characteristics of deep shale reservoirs are not significantly different from those of shallow and medium-buried shale, but the pore structure characteristics of medium pores are more obvious, with pore volume accounting for 62.5%–69.7%; (2) The transport modes of deep shale free gas are divided into three types: transitional flow, slippage flow, and Darcy flow. The critical pore sizes of the three modes in the Yongchuan area are 4.2 nm and 420 nm, respectively. On this basis, a transport chart for free gas in the entire basin has been established; (3) From shallow to deep shale, the critical pore size corresponding to different transport modes of free gas decreases accordingly. The main transport mode of free gas changes from the transitional flow (up to 63.0%) to the slippage flow (up to 67.3%) and the Darcy flow accounts for no more than 2%. The transport capacity of free gas rapidly decreases from shallow to medium-buried shale, while the transport capacity of medium to deep shale free gas remains basically stable with increasing burial depth. By analyzing and comparing the pore structure characteristics and free gas transport characteristics of deep and shallow shale reservoirs, this study can effectively support the deployment of efficient exploration and development plans for deep shale gas and even shallow shale gas in the next step.

**Key words:** pore structure characteristics; free gas transport; deep shale gas; Longmaxi Formation; Sichuan Basin

经过十余年的勘探开发,我国页岩气已取得突破性的进展,尤其是对四川盆地龙马溪组页岩气形成了一系列的成果与认识,先后在四川盆地及周围的涪陵、长宁、威远、昭通、丁山、威荣和永川等地区发现了多个商业气田<sup>[1-5]</sup>,页岩气累计产量超 $240 \times 10^8 \text{ m}^3$ <sup>[6]</sup>。近年来,在丁山、威荣、永川和泸州等地区的深层页岩气(3 500 m 以深)勘探开发方面也进行了积极的探索并取得了很好的效果,成功钻获了如丁页 2HF 井、威页 1HF 井、永页 1HF 井和泸 203 井等一大批高产井;预计可探明页岩气地质储量达 $10 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ,2025 年页岩气产量预计超 $300 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,展示了四川盆地良好的页岩气勘探前景<sup>[7]</sup>。

页岩气主要以吸附气和游离气的形式赋存在页岩纳米孔隙中<sup>[7-10]</sup>。页岩纳米孔气体传输机理表明,游离气和吸附气在页岩中会以不同的方式发生运移,其类型可以根据克努森数进行划分,具体受到温度、压力和孔径的影响<sup>[9]</sup>。一方面,在实际地层条件下,吸附气主要在微孔中以表面扩散的方式进行传输,游离气则是在中孔和宏孔中主要以连续流的方式发生运移;另一方面,受页岩气赋存状态及转化机制的控制,深层页岩气含气结构与中浅层页岩气差异明显,具体表现为以游离气赋存为

主,其占比可高达 90%<sup>[2]</sup>。因此,对于深层页岩气而言,游离气传输特征的研究显得尤为重要<sup>[11]</sup>。而目前对于页岩气传输机制的研究多局限在低压条件或油气井开发条件下<sup>[12-13]</sup>,缺少从实际地质条件的角度探讨页岩纳米孔隙游离气的传输机制。

本文以川南深层龙马溪组优质页岩为例,分析深层页岩孔隙结构特征,基于克努森数明确深层页岩游离气不同传输机制的临界条件;并在四川盆地龙马溪组页岩典型地层温压条件的基础上,建立了全盆地页岩纳米孔游离气传输模板;最后充分考虑页岩纳米孔气体传输微尺度效应,动态讨论了不同埋深的、地质条件下页岩纳米孔隙游离气传输能力的变化情况。本文研究成果从地质角度论述了页岩纳米孔游离气的传输机制,以期为中国南方海相页岩气地质—工程一体化提供理论指导和技术支持。

## 1 深层页岩储层孔隙结构特征

### 1.1 样品信息

选取川南深层 X2 井龙马溪组龙一<sub>1</sub>亚段优质页岩样品进行研究(表 1),对应的埋深约 4 000 m。页岩样品有机碳(TOC)含量为 3.56%~5.05%,平均为 4.26%,整体都大于 4%,显示了其丰富的有机

表 1 川南深层龙马溪组龙一<sub>1</sub>亚段优质页岩样品基本信息

Table 1 Basic information of high-quality deep shale samples from Long-1 submember of Longmaxi Formation in southern Sichuan

井号	样品编号	小层	$\omega(\text{TOC})/\%$	硅质矿物含量/ $\%$	黏土矿物含量/ $\%$	碳酸盐矿物含量/ $\%$	岩相类型
X2	1	③	3.56	45.2	39.1	14.1	混合质页岩
X2	2	②	4.39	50.6	32.3	7.6	硅质页岩
X2	3	②	5.04	65.3	13.2	20.0	硅质页岩
X2	4	②	4.06	54.3	10.4	8.2	硅质页岩

质含量。页岩样品硅质矿物含量为45.2%~65.3%，平均为53.9%；黏土矿物含量为10.4%~39.1%，平均为23.8%；碳酸盐矿物含量为8.2%~20.0%，平均为12.5%。根据页岩岩相划分方案<sup>[14]</sup>，本次选取的优质页岩样品以富有机质硅质页岩为主。总的来说，石英矿物含量占比最高，碳酸盐矿物含量占比最低，页岩脆性矿物含量介于58.2%~85.3%，平均高达66.3%，显示该地区深层优质页岩良好的脆性，这对后期水力压裂改造十分有利。

## 1.2 孔隙类型及形态特征

通过FE-SEM实验，可以直观地对页岩孔隙类型及形态特征进行观察。页岩作为有机—无机复合体，其孔隙类型可划分为有机孔、无机孔和微裂缝。

龙马溪组优质页岩中广泛发育有机质孔隙，其中以蜂窝状气泡孔最为常见(图1a)，是连通性最好的一种孔隙类型。有机质—黏土复合体在页岩样品中也能见到，表现为有机质吸附在黏土矿物的狭缝孔隙中，并在层间结构内顺层发育连续的椭圆状孔隙(图1b)，与黏土相关的有机质孔隙往往非常发育，这与黏土矿物在生烃过程中的催化作用有关<sup>[15]</sup>。另外黄铁矿常常与有机质孔隙共生，表现为有机质在多个黄铁矿集合的粒间孔中被包围起来。由于黄铁矿具有良好的支撑性，因此此类有机质孔隙能够很好地保存，多呈圆状(图1c)。

无机孔隙主要包括粒间孔、粒内孔和微裂缝等。黏土矿物多为层状结构，在镜下经见到层间粒内孔隙，在层间缝隙之中，有时被有机质充填(图1d)。可见无机矿物中的溶蚀孔(图1e)，此类

孔隙通常对页岩气的储集和传输能力贡献较小。另外，在一些矿物颗粒之间以及有机质与矿物的接触界面处，可以观察到微裂缝的发育(图1f)，通常是由于矿物颗粒之间未紧密接触以及有机质生烃收缩后引起的。

## 1.3 孔隙结构特征

联立CO<sub>2</sub>、N<sub>2</sub>和高压压汞实验可对页岩储层孔隙结构进行全孔径表征。实验结果表明，龙一<sub>1</sub>亚段深层优质页岩样品的微孔孔径分布具体表现为三峰的特征，纳米孔隙主要发育在0.5~0.6、0.8~0.9、1.6~1.7 nm 3个孔径区间内(图2a)，以0.9 nm以下的微孔为主；中孔的孔径分布具体表现为双峰的特征，纳米孔隙主要发育在2~20 nm和30~40 nm 2个孔径区间内(图2b)，以20 nm以下的中孔为主；宏孔的孔径分布具体表现为三峰的特征，纳米孔隙主要发育在50~70、130~150、200~230 nm 3个孔径区间内，以150 nm以下的宏孔为主(图2c)。其中，微孔孔体积占比介于19.1%~23.5%，平均占比为21.8%；中孔孔体积占比介于62.5%~69.7%，平均占比为66.4%；宏孔孔体积占比介于7.0%~18.4%，平均为11.8%(图2d)。由此可见，川南深层优质页岩样品的孔体积主要由中孔提供，其次是微孔，宏孔的贡献占比最少。

## 1.4 深浅层页岩储层特征对比

前人通过对深层页岩与中浅层页岩相比研究发现，深、浅层页岩的孔隙类型及形态特征基本一致，但孔隙结构特征有一定的差异<sup>[16-18]</sup>。在脆性矿物和高压联合作用下，深层页岩(X2井、LZ1井、D1井、XY1井和DYS2井等)的储层孔隙保持度仍

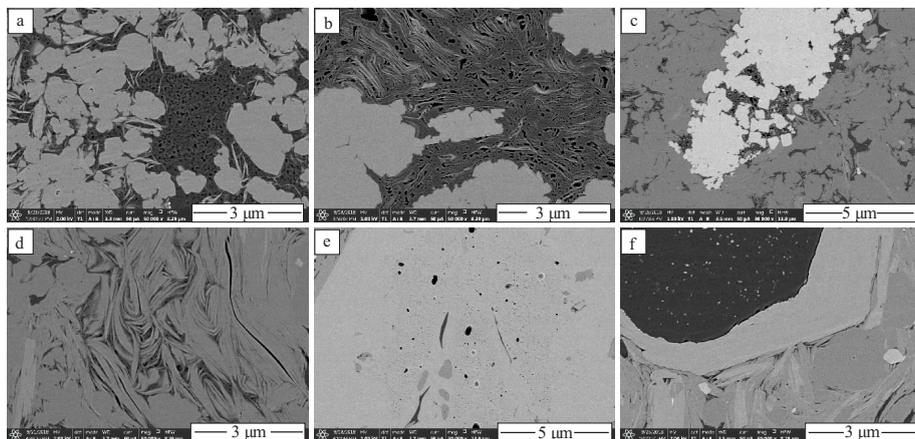


图1 川南深层龙马溪组龙一<sub>1</sub>亚段优质页岩储层孔隙不同类型孔隙发育形态  
a.蜂窝状有机质孔;b.有机质—黏土复合体孔隙;c.黄铁矿粒间孔,有机质孔;  
d.黏土矿物粒间孔;e.无机矿物溶蚀孔;f.有机质收缩缝。

Fig.1 Different types of pore development morphology of high-quality deep shale reservoirs in Long-1 submember of Longmaxi Formation in southern Sichuan

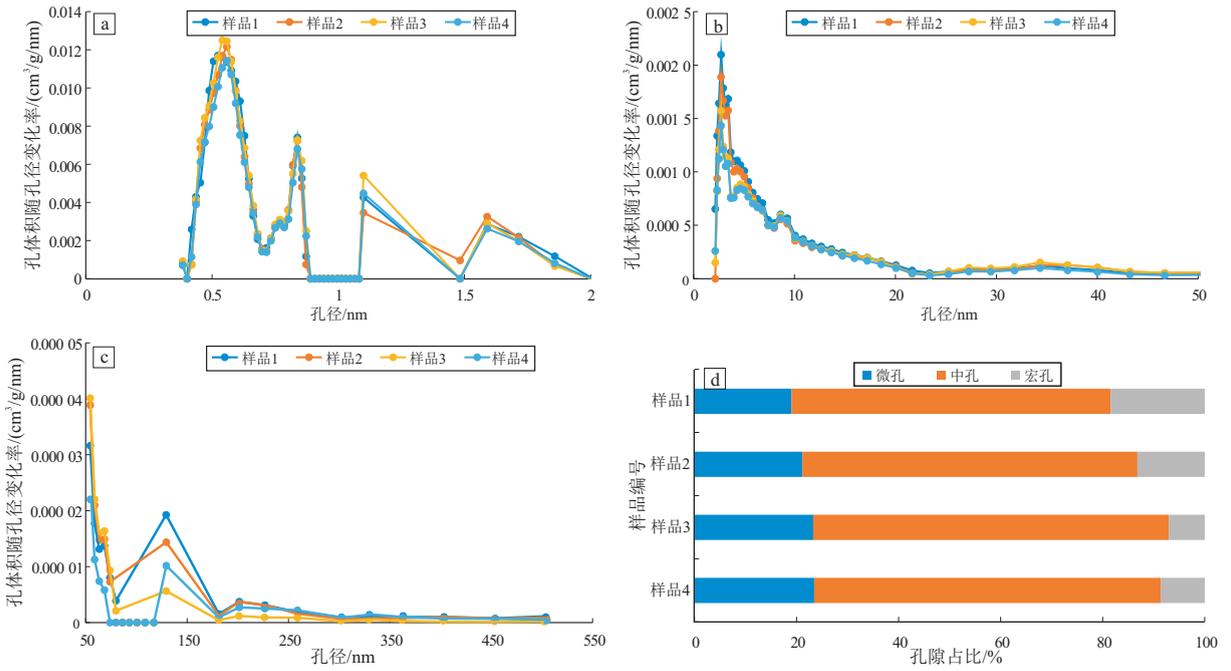


图2 川南深层龙马溪组龙一<sub>1</sub>亚段优质页岩微孔(a)、中孔(b)和宏孔(c)孔径分布特征及孔体积占比(d)  
 Fig.2 Pore diameters of micropores (a), mesopores (b), and macropores (c), and pore volume proportion (d) in high-quality deep shale in Long-1 submember of Longmaxi Formation in southern Sichuan

然较好,有机质孔隙形态圆度较高,多呈圆形或椭圆形,与中浅层页岩(JY2井、Y201、Y203和J1井等)的储层孔隙差别不大;页岩储层孔隙度与埋深的关系并不明显,深、浅层均可发育高孔优质页岩储层。孔隙结构方面,深、浅层页岩的中孔孔隙结构参数均为最高,明显大于微孔和大孔,是页岩储层孔体积的主要贡献者,但深层页岩(LZ1井和D1井)与中浅层页岩孔隙(Y201井、Y203井和J1井)相比,具有中孔体积更高的特征。

另外,前人研究指出,深、浅层页岩气的含气结构存在明显差异,深层页岩气中游离气的占比会更高,大致介于60%~90%<sup>[2,4,19]</sup>,使得深层页岩气的赋存以游离气为主。因此,从孔隙结构特征和页岩气赋存方式2个方面来说,游离气传输机制的研究尤为重要。

## 2 页岩纳米孔气体传输特征

### 2.1 页岩游离气传输机理

页岩气通常可以在侧向上发生短距离的运移<sup>[20]</sup>。下部优质页岩有机质孔发育,孔隙连通性好,含水饱和度低,在构造形态的控制下,由于温压差的作用,页岩气可以在侧向上沿着连通有机质孔隙网络和层理缝短距离的运移或散失,一定程度上影响了页岩气的富集<sup>[21-22]</sup>。

根据页岩气气体分子与页岩储层孔隙界面碰

撞作用的强烈程度,可以按甲烷气体的克努森数将页岩气传输方式划分为达西流、滑脱流、过渡流、克努森扩散等。克努森数的大小由气体分子的平均自由程和纳米孔的特征长度的比值确定,克努森数的计算公式为:

$$K_n = \frac{\lambda}{d} \quad (1)$$

式中: $K_n$ 为克努森数,无因次; $\lambda$ 为气体分子的平均自由程,nm; $d$ 为纳米孔隙的特征长度,通常取纳米孔隙的直径,nm。

考虑到真实气体效应,真实气体的分子平均自由程表示为:

$$\lambda = \frac{\eta}{P} \sqrt{\frac{\pi ZRT}{2M}} \quad (2)$$

式中: $\eta$ 为气体黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$ ; $P$ 为气体压力,MPa; $Z$ 为气体压缩因子,无因次; $R$ 为气体常数, $8.314 \text{ J}/(\text{mol} \cdot \text{K})$ ; $T$ 为地层温度,K; $M$ 为气体摩尔质量,g/mol,本研究取16 g/mol。

根据克努森数的划分标准,当 $K_n$ 小于 $10^{-3}$ 时,孔隙内部的相互作用以气体分子间的碰撞占绝对主导,即孔隙直径明显大于气体的平均分子自由程,流动方式为达西流;当 $10^{-3} < K_n < 10^{-1}$ 时,气体分子与孔隙壁面的碰撞频率增大,导致壁面吸附的气体分子速度不再为零,发生滑脱作用,为滑脱流;当

$10^{-1} < K_n < 10$  时, 气体分子之间的碰撞频率约等于气体分子与孔隙壁面的碰撞频率, 气体流动方式为过渡流; 当  $K_n > 10$  时, 气体分子与孔隙壁面频繁碰撞, 即孔隙直径小于气体的平均分子自由程, 此时气体分子主要发生克努森扩散。前两者为连续流范畴, 通常发生在中孔及更大空间中, 后两者为非连续流范畴, 通常发生在微孔等较小的空间中, 不满足连续性假设, 纳维—斯托克斯方程无法模拟其流动状态。值得注意的是, 在过渡流状态下, 滑移效应和气体分子间碰撞作用同样重要, 既要考虑气体滑移, 也要考虑气体分子扩散<sup>[23-25]</sup>。

## 2.2 深层页岩游离气传输特征

页岩纳米孔隙中的甲烷气体的体相传输机理主要受地层温压条件和孔径的影响, 其中气体分子的平均自由程主要受甲烷气体压力的控制。根据典型页岩气藏开发过程中的纳米孔隙范围 (2 ~ 1 000 nm) 和地层压力 (1 ~ 50 MPa), 可计算出对应克努森数的范围为 0.000 2 ~ 6, 从而将页岩游离气在有机质纳米孔隙中的主要传输机理划分为达西流、滑脱流和过渡流 (图 3)<sup>[9, 26]</sup>。

在开发条件下的气体传输机理图版中, 由于气藏压降的原因, 仅气体压力作为变量, 影响了气体在不同尺度孔隙中的传输机理。但是在地质条件下, 温压条件主要受地层埋深和保存条件的影响, 因此地质条件下的页岩气传输机理应着重关注地层原位温压条件以及不同传输机理在页岩中存在的临界孔径。以川南永川—丁山深层区块为例, 分析深层页岩游离气传输特征。永川—丁山地区龙马溪组优质页岩地层埋深主要为 3 700 ~ 4 500 m,

压力系数主要介于 1.7 ~ 2.2<sup>[27-30]</sup>。地温梯度取 30 °C/km, 取地层埋深 4 000 m, 压力系数取 2.2, 则地层温度为 408.15 K, 地层压力为 88 MPa。在此地层条件下, 计算了不同孔径中真实甲烷气体的体相传输特征 (图 4)。该温压条件下, 页岩游离气传输特征表现为: 4.2 nm 以下为过渡流; 4.2 ~ 420 nm 为滑脱流; 420 nm 以上为达西流 (图 4)。因此, 川南深层页岩游离气渗流特征主要表现为过渡流、滑脱流和达西流。

## 2.3 全盆地页岩游离气传输特征

通过文献调研, 本文统计了四川盆地龙马溪组 60 口页岩气井的埋深及地层压力系数<sup>[2, 22, 31-32]</sup>。总的来说, 随着地层埋深的增加, 地层压力系数呈现随之增高的趋势, 龙马溪组地层埋深的统计范围为 763 ~ 5 969 m, 地层压力系数为 0.9 ~ 2.3。

页岩气藏可以划分为多种类型, 比如根据埋藏深度可以划分为 4 种类型: 浅层页岩气 (< 2 000 m)、中层页岩气 (2 000 ~ 3 500 m)、深层页岩气 (3 500 ~ 4 500 m) 和超深层页岩气 (> 4 500 m); 根据地层压力系数可以进一步划分为低压页岩气 (< 0.9)、常压页岩气 (0.9 ~ 1.3)、超压页岩气 (1.3 ~ 1.8) 和超高压页岩气 (> 1.8)。根据统计的页岩气井数据来看, 目前四川盆地龙马溪组主要的页岩气藏有以下 8 类: 浅层常压页岩气藏、中层常压页岩气藏、浅层超压页岩气藏、中层超压页岩气藏、深层超压页岩气藏、中层超高压页岩气藏、深层超高压页岩气藏和超深层超高压页岩气藏。其中, 常压页岩气、超压页岩气、超高压页岩气的平均地层压力系数分

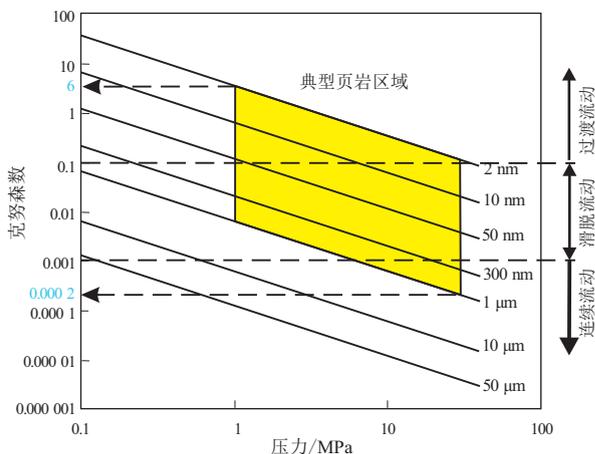


图 3 四川盆地龙马溪组典型页岩气藏开发条件下的主要传输机理<sup>[9]</sup>

Fig.3 Main transport mechanism of typical shale gas reservoir in Longmaxi Formation in Sichuan Basin under development conditions

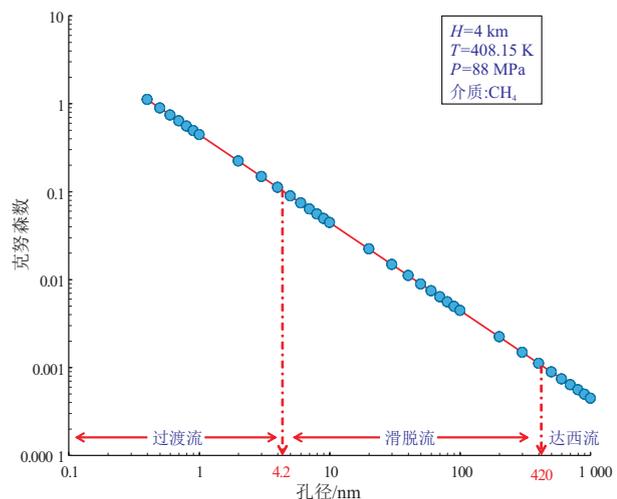


图 4 四川盆地永川地区页岩纳米孔甲烷游离气流动方式与孔径的关系

Fig.4 Relationship between methane free gas flow mode and pore size in nanopores of shale in Yongchuan area, Sichuan Basin

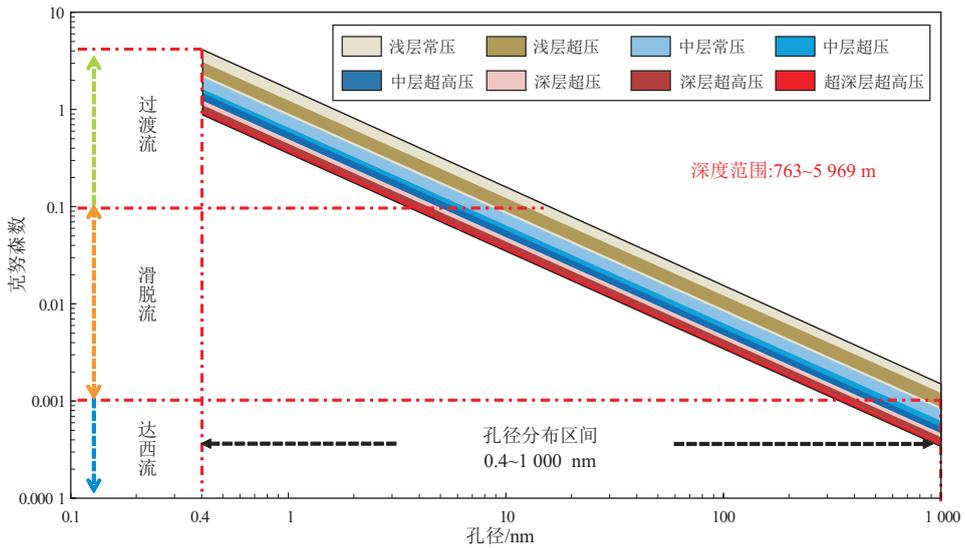


图 5 四川盆地龙马溪组页岩全盆地页岩游离气传输模板

Fig.5 Free gas transport template for Longmaxi Formation shale in Sichuan Basin

别为 1.0~1.1、1.4~1.5 和 2.0~2.1。

在页岩游离气传输机理与储层孔径分布的基础上,建立了全盆地页岩游离气传输图版(图 5)。与开发条件下的页岩游离气传输图版(图 3)相比,图 3 更多的是关注某一具体气藏在开发过程中,由于生产压降的影响,强调了压力的变化对不同孔径纳米孔中游离气传输方式的控制。但是在地质条件下,某一深度页岩气层的温压条件是不变的,只需要关注不同传输方式对应的临界孔径,比如图 4 给出的具体埋深和温压条件下页岩游离气存在的传输方式及临界孔径。因此,图 5 集合了从浅层到超深层、从常压到超压全盆地页岩气层的情况,建立了从地质角度动态分析全盆地页岩游离气传输特征的图版。

如图 5 所示:①全盆地页岩游离气的传输方式均为过渡流、滑脱流和达西流这 3 类;②浅层页岩气可能只存在滑脱流和过渡流,这与浅层页岩气温压较低有关;③随着地层埋深和压力系数的不断提高,3 种传输方式对应的临界孔径逐渐下降。

### 3 页岩气传输能力动态表征

#### 3.1 纳米孔气体传输微尺度效应

纳米孔微尺度效应对页岩气传输具有不可忽略的影响,具体包括真实气体效应、吸附层效应以及应力敏感效应<sup>[33]</sup>。

其一,高压条件下,气体分子间作用力导致理想气体的行为与真实气体的行为有较大差异,需采用气体压缩因子对气体行为进行校正,实际地层温压条件下的该参数可以通过美国气体物性软

件 REFPROP 计算得到。

其二,甲烷气体吸附层会占据游离气的传输空间,从而降低游离气传输的有效孔径,在微孔和较小的中孔中该效应尤为明显,则真实气体传输的纳米孔有效半径为:

$$r_1 = r - d_m \theta \quad (3)$$

式中: $r_1$  表示考虑吸附效应的纳米孔有效半径, nm; $r$  表示孔隙半径, nm; $d_m$  表示甲烷气体分子直径, nm; $\theta$  表示真实气体覆盖度, 无因次, 约等于 1。

其三,压力敏感效应导致不同埋深的页岩孔径在上覆有效应力的作用下被不同程度的压缩,考虑应力敏感效应的页岩有效孔径的计算公式为:

$$r' = r(p_e/p_0)^{0.5(q-s)} \quad (4)$$

式中: $r'$  表示考虑应力敏感效应的纳米孔有效半径, nm; $p_e$  表示有效应力, MPa; $p_0$  表示大气压, MPa; $q$  表示页岩孔隙度系数, 无因次, 取 0.04; $s$  表示页岩渗透率系数, 无因次, 取 0.08。

在考虑微尺度效应后,页岩游离气不同传输方式对应的临界孔径也有所变化。同样以川南永川地区地层温压条件为例,页岩游离气不同传输机理对应的实际临界孔径为 4.2 nm 和 420 nm 时,根据微尺度效应反推可以计算得到,页岩游离气体传输方式的边界条件为:孔径小于 1.34 nm 时,孔隙全部被吸附气堵死,为非渗流空间;发生过渡流的孔径范围为 1.34~5.79 nm;滑脱流的孔径范围为 5.79~491 nm;大于 491 nm 的孔径为达西流方式传输(图 6)。由此可见,考虑微尺度效应之后,页岩整体的游离气传输空间下降,大部分微孔变成了非

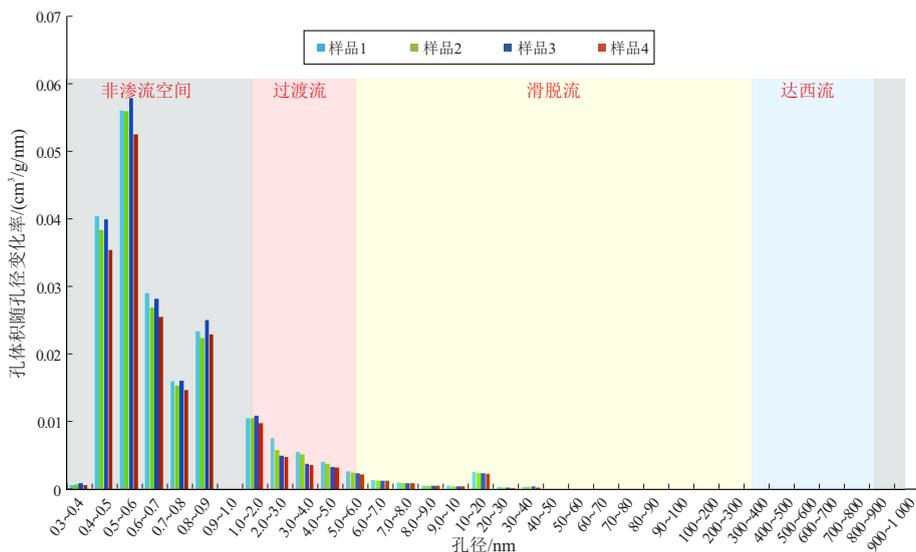


图 6 考虑微尺度效应后的四川盆地页岩游离气不同传输方式对应的孔径范围

Fig.6 Pore size range corresponding to different transport modes of free gas considering microscale effect in Sichuan Basin

渗流空间,只能发生吸附气的表面扩散<sup>[34]</sup>;不同传输方式对应的孔径范围也发生了改变,总的来说游离气的传输空间被压缩了。

### 3.2 页岩气传输方式动态演化

随着埋深的增加,地层温压条件不断增大,页岩游离气不同传输方式对应的临界孔径也随之发生变化。在前文统计的井数据基础上,首先建立了不同埋深条件下不同游离气传输方式对应临界孔径的

动态演化图(图 7)。如图 7 所示,随着地层埋深增加,不同传输方式对应的临界孔径随之降低,具体表现为 3 个阶段:0~1 000 m,该阶段临界孔径迅速降低;1 000~3 500 m,该阶段临界孔径缓慢降低;3 500 m 以深阶段,临界孔径平缓不变。此外还可以注意到,在接近地表条件下,页岩纳米孔隙中以滑脱流和过渡流为主,几乎没有达西流发生。另外,超压情况下不同传输方式的临界孔径会进一步下降。

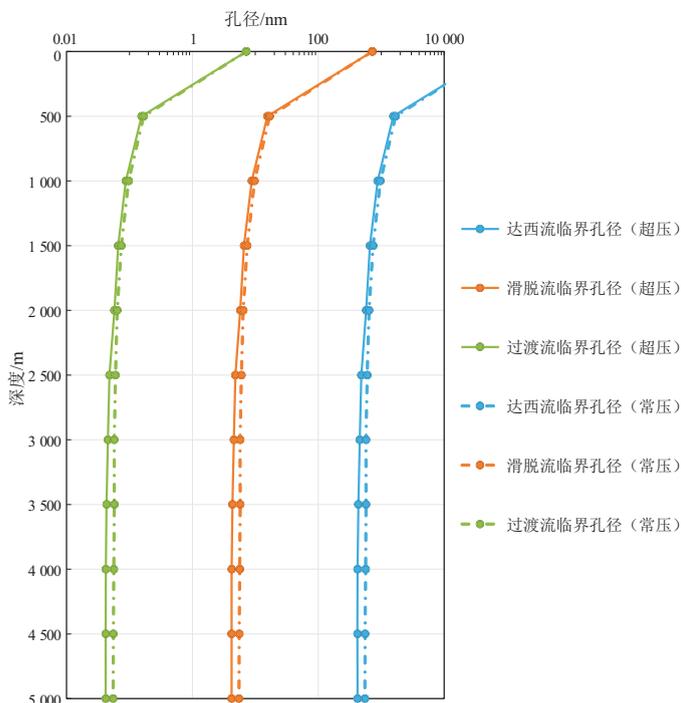


图 7 四川盆地不同埋深条件下页岩地层纳米孔隙游离气不同传输方式对应的临界孔径

Fig.7 Critical pore sizes corresponding to different transport modes of free gas in shale pores under different burial depths in Sichuan Basin

在临界孔径随埋深动态变化的基础上,本文进一步计算了页岩游离气不同传输方式占比随埋深变化的动态演化情况(图 8)。如图 8 所示,在 1 500 m 以浅的地层条件下,页岩纳米孔隙中游离气传输以过渡流为主,最高占比可达 63.0%,其次是滑脱流,几乎无达西流;中深层(埋深大于 2 000 m)游离气传输则是以滑脱流为主,最高占比可达 67.3%,其次为过渡流,达西流占比不超过 2%。虽然孔隙结构和临界孔径的计算结果表明有一部分百纳米级的孔隙可以发生达西流,但该区间孔隙体积占比非常少,且深层页岩的孔隙体积主要由中孔和微孔提供,因此在页岩纳米孔隙中很难发生达西流。

### 3.3 页岩气传输能力动态演化

由前文分析可知,深层页岩气传输方式中连续流占比明显增加,一定程度上增加了页岩游离气的传输能力,而同时由于微尺度效应,深层页岩气的传输能力又可能会受到抑制。本小节参考页岩气纳米孔游离气传输模型<sup>[12]</sup>,结合页岩样品孔隙结构数据,计算并探讨了不同埋深条件下页岩游离气传输能力的动态演化规律。为方便对比,单孔游离气连续流、扩散流、过渡流传输量均简化为无因次量,最后根据孔隙结构数据进行加权求和得到总的无因次传输量,具体计算过程参考文献[12]。

计算结果如图 9 所示,页岩游离气传输能力随埋深的增加先迅速降低,之后保持平缓不变。具体

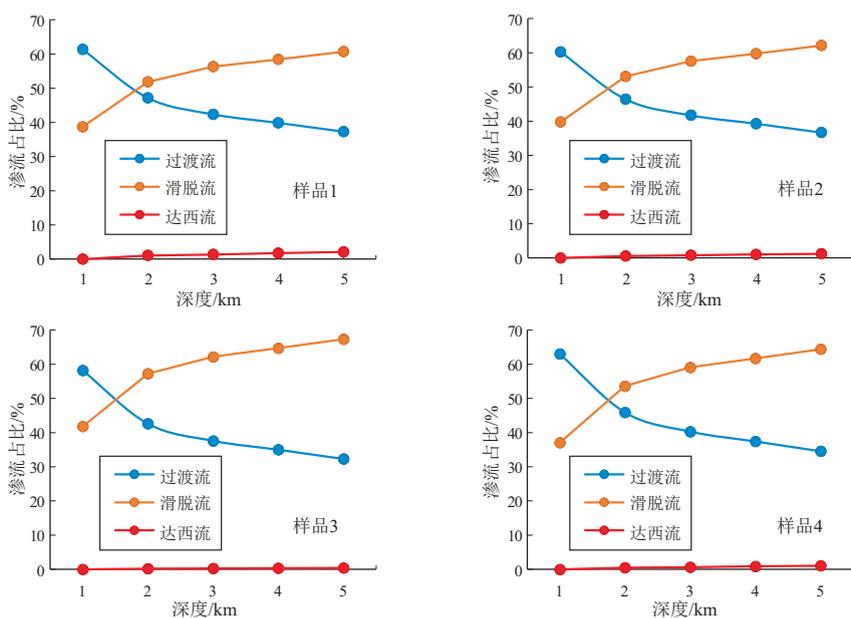


图 8 四川盆地不同埋深页岩纳米孔游离气不同传输方式占比

Fig.8 Proportion of different transport modes of free gas under different burial depths in Sichuan Basin

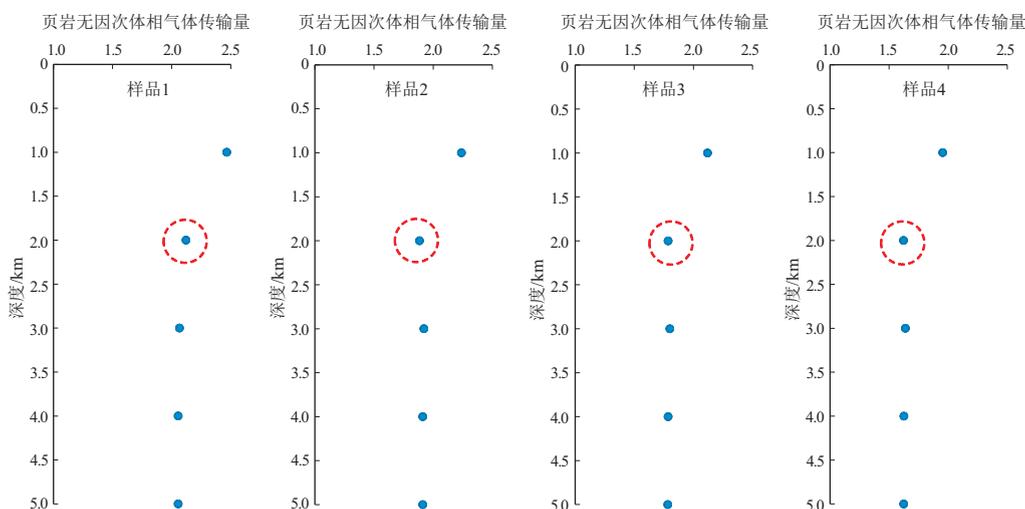


图 9 四川盆地不同埋深条件下页岩游离气传输能力动态演化规律

Fig.9 Dynamic evolution of free gas transport capacity under different burial depths in Sichuan Basin

表现为中深层(埋深大于 2 000 m)页岩游离气的传输方式以滑脱流为主,但传输能力相对更低;浅层页岩游离气(埋深小于 2 000 m)的传输方式以过渡流为主,更加接近于气体扩散,但传输能力相对更高,这可能主要是上覆有效应力的变化造成的。大量的页岩覆压渗透率实验<sup>[35-37]</sup>正好与本文计算的动态演化规律相吻合,也证实了这一点。

## 4 讨论

深层页岩气和常压页岩气具有巨大的资源潜力,是页岩气勘探开发未来的攻关方向。本文分析了川南深层页岩的孔隙结构,明确了深层页岩的中孔更加发育,展现出良好的孔隙结构特征和储气能力;同时也揭示了深层页岩游离气的传输特征及从深层到浅层过渡的动态演化规律,对深层页岩气乃至浅层常压页岩气的勘探和开发工作均具有一定的启示作用。

从勘探的角度来说,深层页岩发育良好的游离气储集空间,含气结构好,游离气占比高,同时页岩游离气传输能力较弱,与浅层相比,深层游离气散失速度更慢。川东南綦江丁山区块 DY2、DY4、DY3、DY1 井埋深逐渐变浅,页岩气传输速率依次增强,游离气散失量越来越大,导致页岩含气性越来越差<sup>[38]</sup>。总的来说,深层页岩气资源丰度更高,理论上具备更好的勘探前景。与深层页岩气相比,浅层页岩游离气传输能力更强,散失速度更快,这也是导致浅层页岩气游离气占比低以及页岩气藏多发育常压或弱超压的原因之一。川东南盆缘常压页岩气藏经历多期复杂构造运动,保存条件是影响页岩含气性差异的关键因素,目前已形成的常压页岩气富集模式均是在有利于页岩气保存的构造样式上建立的<sup>[39]</sup>,因此浅层页岩气的勘探要更加注重保存条件的评价。

从开发的角度来讲,深层页岩气传输方式以滑脱流为主,渗流特征更加明显,是压裂后形成高产的原因之一,但由于埋藏深,上覆岩石压力大,生产压降快,因此工程施工难度更高,需要合理控制地层压力,防止早期大压差生产对后期带来的不利影响。浅层页岩游离气虽然传输能力较强,但传输方式以更接近扩散的过渡流为主,同时以吸附气为主,因此从该方面很难提升开发效果,建议针对吸附气的吸附/解吸机理,从动用更多吸附气的角度设计浅层页岩气开发方案。

## 5 结论

(1) 深层页岩储层类型及形态特征与浅层页岩

岩区别不大,但深层页岩储层的中孔相对更加发育,孔体占比为 62.5%~69.7%。

(2) 深层页岩游离气传输方式为过渡流、滑脱流和达西流,永川地区页岩游离气传输对应的临界孔径为 4.2 nm 和 420 nm,即孔径在 4.2 nm 以下的孔隙发生过渡流,孔径为 4.2~420 nm 的孔隙发生滑脱流,孔径大于 420 nm 的孔隙发生达西流。对四川盆地页岩气井进行了数据统计,建立了地质条件下的全盆地页岩游离气传输图版。

(3) 随埋深增加,页岩游离气传输方式发生转变,即浅层页岩游离气传输以过渡流为主,最高占比达 63.0%,中深层页岩游离气传输以滑脱流为主,最高占比达 67.3%;随埋深增加,页岩游离气传输能力也随之降低,即浅层页岩游离气传输能力更强,过渡到中浅层传输能力迅速下降,随后基本保持稳定。

### 利益冲突声明/Conflict of Interests

所有作者声明不存在利益冲突。

All authors disclose no relevant conflict of interests.

### 作者贡献/Authors' Contributions

万成祥、薛子鑫、杜伟、常佳琦参与论文的总体构思;万成祥、郭旭升、申宝剑参与论文写作和修改。所有作者均阅读并同意最终稿件的提交。

The study was designed by WAN Chengxiang, XUE Zixin, DU Wei and CHANG Jiaqi. The manuscript was drafted and revised by WAN Chengxiang, GUO Xusheng and SHEN Baojian. All the authors have read the last version of paper and consented for submission.

### 参考文献:

- [1] 郭旭升,胡东风,李宇平,等.涪陵页岩气田富集高产主控地质因素[J].石油勘探与开发,2017,44(4):481-491.  
GUO Xusheng, HU Dongfeng, LI Yuping, et al. Geological factors controlling shale gas enrichment and high production in Fuling shale gas field [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 481-491.
- [2] 郭旭升,腾格尔,魏祥峰,等.四川盆地深层海相页岩气赋存机理与勘探潜力[J].石油学报,2022,43(4):453-468.  
GUO Xusheng, BORJIGIN Tenger, WEI Xiangfeng, et al. Occurrence mechanism and exploration potential of deep marine shale gas in Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(4): 453-468.
- [3] 姜振学,梁志凯,申颖浩,等.川南泸州地区页岩气甜点地质工程一体化关键要素耦合关系及攻关方向[J].地球科学,2023,48(1):110-129.  
JIANG Zhenxue, LIANG Zhikai, SHEN Yinghao, et al. Coupling key factors of shale gas sweet spot and research direction of geology-engineering integration in southern Sichuan [J]. Earth Science, 48(1): 110-129.
- [4] 苏海琨,聂海宽,郭少斌,等.深层页岩含气量评价及其差异变化:以四川盆地威荣、永川页岩气田为例[J].石油实验地

- 质,2022,44(5):815-824.
- SU Haikun, NIE Haikuan, GUO Shaobin, et al. Shale gas content evaluation for deep strata and its variation: a case study of Weirong, Yongchuan gas fields in Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(5): 815-824.
- [5] 王鹏万, 焦鹏飞, 贺训云, 等. 昭通示范区太阳—海坝浅层页岩气富集模式[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 47(3): 45-54.
- WANG Pengwan, JIAO Pengfei, HE Xunyun, et al. Shallow shale gas enrichment model of Taiyang-Haiba in Zhaotong demonstration area [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2023, 47(3): 45-54.
- [6] 国家能源局. 2022年全国油气勘探开发十大标志性成果 [EB/OL]. (2023-01-20). [http://www.nea.gov.cn/2023-01/20/c\\_1310692197.htm](http://www.nea.gov.cn/2023-01/20/c_1310692197.htm).
- National Energy Administration. Top 10 iconic achievements in national oil and gas exploration and development in 2022 [EB/OL]. (2023-01-20). [http://www.nea.gov.cn/2023-01/20/c\\_1310692197.htm](http://www.nea.gov.cn/2023-01/20/c_1310692197.htm).
- [7] 邹才能, 赵群, 王红岩, 等. 中国海相页岩气主要特征及勘探开发主体理论与技术[J]. *天然气工业*, 2022, 42(8): 1-13.
- ZOU Caineng, ZHAO Qun, WANG Hongyan, et al. The main characteristics of marine shale gas and the theory & technology of exploration and development in China [J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(8): 1-13.
- [8] 李倩文, 唐令, 庞雄奇. 页岩气赋存动态演化模式及含气性定量评价[J]. *地质论评*, 2020, 66(2): 457-466.
- LI Qianwen, TANG Ling, PANG Xiongqi. Dynamic evolution model of shale gas occurrence and quantitative evaluation of gas-bearing capacity [J]. *Geological Review*, 2020, 66(2): 457-466.
- [9] 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.
- WU Keliu, CHEN Zhangxing. Review of gas transport in nanopores in shale gas reservoirs [J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2016, 1(1): 91-127.
- [10] 王濡岳, 胡宗全, 龙胜祥, 等. 四川盆地上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩储层特征与演化机制[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(2): 353-364.
- WANG Ruyue, HU Zongquan, LONG Shengxiang, et al. Reservoir characteristics and evolution mechanisms of the Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi shale, Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(2): 353-364.
- [11] 王国臻, 姜振学, 唐相路, 等. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩气不同传输类型的临界孔径与传输能力[J]. *地质学报*, 2023, 97(1): 210-220.
- WANG Guozhen, JIANG Zhenxue, TANG Xianglu, et al. Critical conditions and capabilities of shale gas diffusion and seepage types in the Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, Sichuan Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2023, 97(1): 210-220.
- [12] 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, 889.
- WU Keliu, LI Xiangfang, CHEN Zhangxing. A model for gas transport through nanopores of shale gas reservoirs [J]. *Acta Petroli Sinica*, 2015, 36(7): 837-848, 889.
- [13] KLINKENBERG L J. The permeability of porous media to liquids and gases [M] // *Drilling and Production Practice*. New York: American Petroleum Institute, 1941.
- [14] 袁竞舟, 叶玥豪, 徐昉昊, 等. 渝西—川南地区五峰组—龙马溪组深层页岩气储层岩相及孔隙特征[J]. *矿物岩石*, 2022, 42(4): 104-115.
- YUAN Jingzhou, YE Yuehao, XU Fanghao, et al. Lithofacies and pore characteristics of Wufeng-Longmaxi deep buried shale gas reservoirs in west Chongqing-south Sichuan area, China [J]. *Mineralogy and Petrology*, 2022, 42(4): 104-115.
- [15] 王濡岳, 胡宗全, 包汉勇, 等. 四川盆地上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩关键矿物成岩演化及其控储作用[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(6): 996-1005.
- WANG Ruyue, HU Zongquan, BAO Hanyong, et al. Diagenetic evolution of key minerals and its controls on reservoir quality of Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi shale of Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43(6): 996-1005.
- [16] 刘伟新, 卢龙飞, 魏志红, 等. 川东南地区不同埋深五峰组—龙马溪组页岩储层微观结构特征与对比[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(3): 378-386.
- LIU Weixin, LU Longfei, WEI Zhihong, et al. Microstructure characteristics of Wufeng-Longmaxi shale gas reservoirs with different depth, southeastern Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(3): 378-386.
- [17] 王羿文. 泸州区块深层五峰—龙马溪组页岩储层特征[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2022.
- WANG Yiwen. Deep shale reservoir characteristics of Wufeng-Longmaxi formation in Luzhou block [D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2022.
- [18] 魏富彬, 刘珠江, 陈斐然, 等. 川东南五峰组—龙马溪组深层、超深层页岩储层特征及其页岩气勘探意义[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(4): 751-760.
- WEI Fubin, LIU Zhujiang, CHEN Feiran, et al. Characteristics of the deep and ultra-deep shale reservoirs of the Wufeng-Longmaxi formations in the southeastern Sichuan Basin and the significance of shale gas exploration [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(4): 751-760.
- [19] 石学文, 吴伟, 胡海燕, 等. 泸州地区深层五峰—龙马溪组页岩气储层全孔径表征及其主控因素[J]. *地球科学*, 2023, 48(1): 158-172.
- SHI Xuewen, WU Wei, HU Haiyan, et al. The whole apertures of deeply buried Wufeng-Longmaxi formation shale and their controlling factors in Luzhou district, Sichuan Basin [J]. *Earth Science*, 2023, 48(1): 158-172.
- [20] ZHANG Kun, JIANG Zhenxue, XIE Xuelian, et al. Lateral percolation and its effect on shale gas accumulation on the basis of complex tectonic background [J]. *Geofluids*, 2018, 2018: 5195469.
- [21] 冯动军, 胡宗全, 李双建, 等. 川东盆缘带龙马溪组关键保存要素对页岩气富集的控制作用[J]. *地质论评*, 2021, 67(1): 144-158.
- FENG Dongjun, HU Zongquan, LI Shuangjian, et al. Controlling effect of key preservation elements on shale gas enrichment in Longmaxi Formation, eastern marginal zone of Sichuan Basin [J].

- Geological Review, 2021, 67(1): 144-158.
- [22] 王玉满, 黄金亮, 王淑芳, 等. 四川盆地长宁、焦石坝志留系龙马溪组页岩气刻度区精细解剖[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 423-432.  
WANG Yuman, HUANG Jinliang, WANG Shufang, et al. Dissection of two calibrated areas of the Silurian Longmaxi Formation, Changning and Jiaoshiba, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 423-432.
- [23] FIROUZI M, ALNOAIMI K, KOVSCEK A, et al. Klinkenberg effect on predicting and measuring helium permeability in gas shales[J]. International Journal of Coal Geology, 2014, 123: 62-68.
- [24] MUKHERJEE M, VISHAL V. Gas transport in shale: a critical review of experimental studies on shale permeability at a mesoscopic scale[J]. Earth-Science Reviews, 2023, 244: 104522.
- [25] 李亚雄, 刘先贵, 胡志明, 等. 页岩气滑脱、扩散传输机理耦合新方法[J]. 物理学报, 2017, 66(11): 114702.  
LI Yaxiong, LIU Xiangui, HU Zhiming, et al. A new method for the transport mechanism coupling of shale gas slippage and diffusion[J]. Acta Physica Sinica, 2017, 66(11): 114702.
- [26] WU Keliu, LI Xiangfang, WANG Chenchen, et al. Apparent permeability for gas flow in shale reservoirs coupling effects of gas diffusion and desorption[C]//Proceedings of SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference. Denver, 2014.
- [27] 曹海涛, 詹国卫, 余小群, 等. 深层页岩气井产能的主要影响因素: 以四川盆地南部永川区块为例[J]. 天然气工业, 2019, 39(S1): 118-122.  
CAO Haitao, ZHAN Guowei, YU Xiaoqun, et al. Main influencing factors on the productivity of deep shale gas wells: taking the Yongchuan block in the southern Sichuan Basin as an example [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(S1): 118-122.
- [28] 郭彤楼, 熊亮, 雷炜, 等. 四川盆地南部威荣、永川地区深层页岩气勘探开发进展、挑战与思考[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 45-59.  
GUO Tonglou, XIONG Liang, LEI Wei, et al. Deep shale gas exploration and development in the Weirong and Yongchuan areas, south Sichuan Basin: progress, challenges and prospect [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 45-59.
- [29] 倪楷, 王明筏, 李响. 四川盆地东南缘页岩气富集模式: 以丁山地区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩为例[J]. 石油实验地质, 2021, 43(4): 580-588.  
NI Kai, WANG Mingfa, LI Xiang. Enrichment model of shale gas in southeastern Sichuan Basin: a case study of Upper Ordovician Wufeng and Lower Silurian Longmaxi formations in Dingshan area [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(4): 580-588.
- [30] 魏祥峰, 刘珠江, 王强, 等. 川东南丁山与焦石坝地区五峰组—龙马溪组页岩气富集条件差异分析与思考[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(8): 1041-1051.  
WEI Xiangfeng, LIU Zhujiang, WANG Qiang, et al. Analysis and thinking of the difference of Wufeng-Longmaxi shale gas enrichment conditions between Dingshan and Jiaoshiba areas in southeastern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(8): 1041-1051.
- [31] 董大忠, 高世葵, 黄金亮, 等. 论四川盆地页岩气资源勘探开发前景[J]. 天然气工业, 2014, 34(12): 1-15.  
DONG Dazhong, GAO Shikui, HUANG Jinliang, et al. A discussion on the shale gas exploration & development prospect in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12): 1-15.
- [32] 董大忠, 施振生, 管全中, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气勘探进展、挑战与前景[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 67-76.  
DONG Dazhong, SHI Zhensheng, GUAN Quanzhong, et al. Progress, challenges and prospects of shale gas exploration in the Wufeng-Longmaxi reservoirs in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 67-76.
- [33] 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.  
WU Keliu, LI Xiangfang, CHEN Zhangxing. Micro-scale effects of gas transport in organic nanopores of shale gas reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(11): 51-64.
- [34] 吴克柳, 李相方, 陈掌星. 页岩纳米孔吸附气表面扩散机理和数学模型[J]. 中国科学: 技术科学, 2015, 45(5): 525-540.  
WU Keliu, LI Xiangfang, CHEN Zhangxing, et al. The mechanism and mathematical model for the adsorbed gas surface diffusion in nanopores of shale gas reservoirs [J]. Scientia Sinica Technologica, 2015, 45(5): 525-540.
- [35] 胡东风, 张汉荣, 倪楷, 等. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 17-23.  
HU Dongfeng, ZHANG Hanrong, NI Kai, et al. Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shales in southeastern margins of the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 17-23.
- [36] 魏祥峰, 李宇平, 魏志红, 等. 保存条件对四川盆地及周缘海相页岩气富集高产的影响机制[J]. 石油实验地质, 2017, 39(2): 147-153.  
WEI Xiangfeng, LI Yuping, WEI Zhihong, et al. Effects of preservation conditions on enrichment and high yield of shale gas in Sichuan Basin and its periphery [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(2): 147-153.
- [37] 袁玉松, 方志雄, 何希鹏, 等. 彭水及邻区龙马溪组页岩气常压形成机制[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(1): 9-16, 21.  
YUAN Yusong, FANG Zhixiong, HE Xipeng, et al. Normal pressure formation mechanism of Longmaxi shale gas in Pengshui and its adjacent areas [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(1): 9-16, 21.
- [38] 魏祥峰, 赵正宝, 王庆波, 等. 川东南綦江丁山地区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气地质条件综合评价[J]. 地质论评, 2017, 63(1): 153-164.  
WEI Xiangfeng, ZHAO Zhengbao, WANG Qingbo, et al. Comprehensive evaluation on geological conditions of the shale gas in Upper Ordovician Wufeng Formation—Lower Silurian Longmaxi Formation in Dingshan area, Qijiang, southeastern Sichuan [J]. Geological Review, 2017, 63(1): 153-164.
- [39] 胡东风. 四川盆地东南缘向斜构造五峰组—龙马溪组常压页岩气富集主控因素[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(5): 605-615.  
HU Dongfeng. Main controlling factors on normal pressure shale gas enrichments in Wufeng-Longmaxi formations in synclines, southeastern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(5): 605-615.