

# 基于分形理论的页岩基质表观渗透率研究

李玉丹<sup>1</sup>,董平川<sup>1</sup>,张 荷<sup>2</sup>,曹 耐<sup>1</sup>,汪 洋<sup>1</sup>

(1.中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室,北京 102249;

2.中国石油大学(北京)提高采收率研究院,北京 102249)

**摘要:**为了表征页岩基质表观渗透率,研究其动态变化规律,基于迂曲毛细管束分形理论及气体微观渗流机理,分别建立考虑吸附、滑脱、扩散及渗流的无机质和有机质表观渗透率模型,并通过面积系数加权得到页岩基质表观渗透率模型。结合实验数据及已有模型验证了新建模型的可靠性,定量分析了页岩基质微观孔隙结构(孔径、孔隙度、分形维数),外界环境(压力、含水饱和度、有效直径修正因子)及气体性质对页岩基质表观渗透率的影响。研究表明:随着储层压力的降低,无机质孔隙水膜厚度增大,有效直径减小,迂曲度分形维数增大,孔隙分形维数减小,气体滑脱效应增强,但仍以吸附影响为主,无机质表观渗透率总体呈下降趋势;有机质孔隙吸附气解吸使有效直径修正因子逐渐增大,迂曲度分形维数减小,孔隙分形维数增大,滑脱效应及努森扩散在低压小孔中增强,有机质表观渗透率总体呈上升趋势;有机质与无机质表观物性参数随压力、吸附层变化规律不同,渗透率差值较大,因此在页岩基质表观渗透率研究时应予以区分计算,避免其差异性所带来的误差。

**关键词:**页岩气 表观渗透率 分形理论 无机质及有机质 吸附层

中图分类号:TE311

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)01-0092-08

## Analysis on apparent permeability of shale matrix based on fractal theory

Li Yudan<sup>1</sup>, Dong Pingchuan<sup>1</sup>, Zhang He<sup>2</sup>, Cao Nai<sup>1</sup>, Wang Yang<sup>1</sup>

(1.MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China;

2.Research Institute of Enhanced Oil Recovery, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China)

**Abstract:** In order to characterize the apparent permeability of shale matrix and research its dynamic variation, apparent permeability model of organic and inorganic matter has been derived theoretically by considering absorption, slip, diffusion and seepage based on the fractal theory of tortuous capillary bundles and microscopic gas percolation mechanism. Thereby a fractal apparent permeability model of shale matrix is built by weighting the area factor. Reliability of this model was verified through experimental results and existing permeability calculation models, and then the effect of pore structure (pore size, porosity, fractal dimension), external environment (pressure, water saturation, effective diameter correction factors) and gas property on the apparent permeability of the shale matrix was quantitatively analyzed. The research results show that for the inorganic pore, with the decrease of formation pressure, the apparent permeability presents overall downward trend, which is influenced by the increase of water film thickness and the decrease of effective pore size, along with the increase of fractal dimension of tortuosity and the decrease of pore fractal dimension, and the gas slippage effect increases but the adsorption is still the main influential factor; for the organic pore, the permeability presents overall upward trend when the correction factor of effective diameter increases gradually with the desorption of shale gas, and the fractal dimension of tortuosity decreases while that of pore increases, and thus the slippage effect and Knudsen diffusion are enhanced in the small pore with low pressure; the variation of the apparent physical properties with the pressure and the adsorbed layer is

收稿日期:2016-10-09。

作者简介:李玉丹(1992—),女,河北邢台人,在读博士研究生,从事油气田开发工程方面的研究。联系电话:13261968538, E-mail: 1533141753@qq.com。

基金项目:国家自然科学基金项目“裂缝性油气藏流固耦合渗流基础研究”(50004002)。

different for the organic and inorganic matter, and the difference of permeability between the organic and inorganic matter is large. Therefore, the apparent permeability of the organic and inorganic matter in shale matrix should be calculated respectively to avoid errors brought by this difference.

**Key words:** shale gas; apparent permeability; fractal theory; organic and inorganic matter; adsorbed layer

页岩气是指赋存于以富有机质页岩为主的储集岩系中的非常规天然气,与常规气藏相比,页岩气藏具有自生自储和低孔隙度、极低渗透率的特点<sup>[1]</sup>。页岩气藏通常为多尺度耦合的流动空间,气体在其中赋存形式多样,储层的多尺度及气体多种赋存状态决定了页岩气包括解吸、扩散、滑脱及渗流等复杂的开发机理<sup>[2-3]</sup>。页岩气在开发过程中既受到孔隙尺寸、孔隙压力的影响,又受到气体吸附解吸过程的影响<sup>[4-5]</sup>。因此,页岩气藏复杂的流动空间、气体赋存形式多样及开发中的多因素影响,给页岩气渗流机理研究带来了较大困难,而表观渗透率作为以上因素耦合的综合表征,给储层评价和开发带来了极大方便,也引起了诸多学者的关注。

目前,中外学者对页岩基质表观渗透率理论模型研究较少。1999年, Beskok 等提出了适用于4个流态的单根迂曲管道中气体体积流量方程<sup>[6]</sup>; 2009年, Javadpour 将 Knudsen 扩散和滑脱流动2种传输机理线性叠加,首次提出气体纳米孔隙传输的表观渗透率模型<sup>[7]</sup>; 2010年, Civan 在 Beskok 模型<sup>[6]</sup>的基础上,通过页岩基质由一束具有均匀半径水力优先流动管道组成的假设,提出了修正的表观渗透率模型<sup>[8]</sup>; 2013年, Shi 等将页岩无机质与有机质渗透率通过权重系数进行非线性叠加,得到了页岩基质综合渗透率模型<sup>[9]</sup>; 2015年, Wu 等根据分子碰撞理论重新修正了滑脱流动与努森扩散权重系数,建立了页岩纳米孔气体及真实气体传输模型<sup>[10]</sup>; 同年,曹成等通过考虑有机质气体解吸对渗流的影响<sup>[11]</sup>,对 Shi 模型<sup>[9]</sup>进行了修正。这些研究大多局限于对已有模型的修正,通常只包含了页岩气渗流的部分机理。

笔者在前人研究的基础上,基于迂曲毛细管束分形理论及气体微观渗流机理,推导出综合考虑吸附(吸附水及吸附气)、滑脱、扩散及渗流的无机质、有机质表观渗透率模型及通过面积系数将其线性加权得到的页岩基质表观渗透率模型,并结合实验结果及已有模型对新建模型分析结果进行验证,详细分析了页岩基质微观孔隙结构(孔径、孔隙度及分形维数),气体性质及外界环境(压力、含水饱和度、有效直径修正因子)动态变化对页岩基质表观渗透率的影响。

## 1 页岩基质孔隙分形特性

页岩为极低孔渗透储层,以发育多类型微米甚至纳米级孔隙为特征,页岩基质孔隙主要由无机质孔隙和有机质孔隙组成<sup>[12]</sup>,由于无机质和有机质物质组成不同,孔隙尺寸相差较大,润湿性各不相同,导致气体在孔道中渗流机制不同,因此对其渗透率研究也不能一概而论。

页岩基质孔隙结构复杂,比表面积大,非均质性较强,用传统的欧式几何原理很难进行定量研究,而分形理论为页岩孔隙结构的精确表征提供了一种全新方法,中外已有大量研究成果表明页岩储层具有良好的分形特性,且用多重分形理论表征页岩储层多尺度微观结构,能更加真实准确地反映储层孔隙结构特征<sup>[13-14]</sup>。从分形几何的概念出发,假设页岩基质储集和渗流空间由不同尺寸的无机质和有机质迂曲毛管束组成,且无机质和有机质毛管在一定尺寸内具有良好的分形特性(图1)。

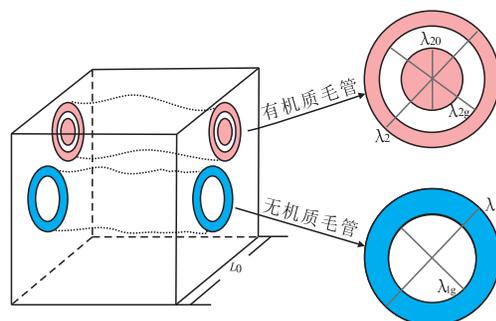


图1 分形迂曲毛管束模型示意

Fig.1 Schematic of the model for fractal tortuous capillaries

### 1.1 无机质毛管或孔隙

对于无机质孔隙,孔隙直径相对较大,孔隙表面通常具有较强的亲水能力,一般存在一层紧密排列的水膜<sup>[15]</sup>。随着孔隙压力降低,裂缝中的水会通过毛管的强渗吸作用进入孔隙,水膜厚度增加,气体有效渗流直径减小,因此,开发过程中需考虑吸附水膜动态变化对气体渗流的影响<sup>[11]</sup>。

在页岩基质单位分形集内,无机质毛管直径与含水饱和度的关系式<sup>[16]</sup>为

$$\lambda_{1g} = \lambda_1 \sqrt{1 - S_w} \quad (1)$$

孔隙度与毛管直径之间满足关系<sup>[17]</sup>为

$$\frac{\phi_{1g}}{\phi_1} = \frac{\lambda_{1g}^2}{\lambda_1^2} \quad (2)$$

将式(1)代入式(2),可得无机质有效孔隙度的表达式为

$$\phi_{1g} = \phi_1(1 - S_w) \quad (3)$$

对于分形集内无机质孔隙,孔径大于或等于 $\lambda_{1g}$ 的孔隙总数服从分形标度律<sup>[16]</sup>,其表达式为

$$N_{1g} = \left( \frac{\lambda_{1g \max}}{\lambda_{1g}} \right)^{D_{1g}} \quad (4)$$

其中

$$D_{1g} = 2 + \frac{\ln \phi_{1g}}{\ln \frac{\lambda_{1 \max}}{\lambda_{1 \min}}} \quad (5)$$

由于无机质孔隙数目庞大,因此,式(4)可认为是一个连续可微函数,则在单位分形集内,孔径分布在 $\lambda_{1g}$ 和 $\lambda_{1g} + d\lambda_{1g}$ 内的无机质孔隙数目可表示为

$$-dN_{1g} = D_{1g} \lambda_{1g \max}^{D_{1g}} \lambda_{1g}^{-(D_{1g}+1)} d\lambda_{1g} \quad (6)$$

由式(6)可以看出,当 $-dN_{1g}$ 大于0时,无机质孔隙数目随着孔径的增加而减少,这与实际情况相符。

由于毛管弯曲分布,其实际长度与表征长度存在差别,通常前者大于等于后者,且实际长度与毛管直径之间满足迂曲分形标度律<sup>[18-20]</sup>,其表达式为

$$L_{1g} = \lambda_{1g}^{1-D_{1g}} L_0^{D_{1g}} \quad (7)$$

其中

$$D_{1g} = 1 + \frac{\ln \overline{\tau}_{1g}}{\ln \frac{L_0}{\lambda_{1g}}} \quad (8)$$

页岩基质单位分形集横截面上无机质孔隙面积的表达式为

$$A_{p1} = - \int_{\lambda_{1g \min}}^{\lambda_{1g \max}} \frac{1}{4} \pi \lambda_{1g}^2 dN_{1g} \quad (9)$$

将式(6)代入式(9)中,整理后得

$$A_{p1} = \frac{\pi D_{1g} \lambda_{1g \max}^2}{4(2-D_{1g})} (1 - \phi_{1g}) \quad (10)$$

## 1.2 有机质毛管或孔隙

对于有机质孔隙,有机质纳米孔直径较小,比表面积较大,且孔隙表面多为油湿,气体在孔隙内常以自由气与吸附气形式存在<sup>[21]</sup>。随着孔隙压力降低,吸附气解吸,减小了吸附层厚度,增大了气体有效渗流直径,因此开发过程中需考虑吸附气解吸对气体渗流机制的影响。

在页岩基质单位分形集内的有机质孔隙中,有机质毛管直径与有机质有效直径修正因子的关系

式<sup>[11]</sup>为

$$\lambda_{2g} = \lambda_2 f(p) \quad (11)$$

其中

$$f(p) = \frac{\lambda_{20}}{\lambda_2} \sqrt{1 - \left( \frac{\lambda_2^2}{\lambda_{20}^2} - 1 \right) \times \frac{p_1}{p_0} \times \frac{1 - \frac{p}{p_0}}{1 + \frac{p_1}{p}}} \quad (12)$$

假设初始压力下,无论毛管直径为多少,均认为吸附气量一定,即 $\lambda_{20}/\lambda_2$ 为同一定值。孔隙度与孔隙直径之间的关系式<sup>[17]</sup>为

$$\frac{\phi_{2g}}{\phi_2} = \frac{\lambda_{2g}^2}{\lambda_2^2} \quad (13)$$

将式(11)代入式(13),可得任意压力下的有机质有效孔隙度的表达式为

$$\phi_{2g} = \phi_2 f(p)^2 \quad (14)$$

与无机质毛管类似,对于单位分形集内有机质孔隙,孔径大于或等于 $\lambda_{2g}$ 时的孔隙总数服从分形标度律<sup>[16]</sup>,其表达式为

$$N_{2g} = \left( \frac{\lambda_{2g \max}}{\lambda_{2g}} \right)^{D_{2g}} \quad (15)$$

将式(15)微分可得

$$-dN_{2g} = D_{2g} \lambda_{2g \max}^{D_{2g}} \lambda_{2g}^{-(D_{2g}+1)} d\lambda_{2g} \quad (16)$$

其中

$$D_{2g} = 2 + \frac{\ln \phi_{2g}}{\ln \frac{\lambda_{2 \max}}{\lambda_{2 \min}}} \quad (17)$$

有机质毛管实际长度与表征长度之间满足迂曲分形标度律<sup>[18-20]</sup>,其表达式为

$$L_{2g} = \lambda_{2g}^{1-D_{2g}} L_0^{D_{2g}} \quad (18)$$

其中

$$D_{2g} = 1 + \frac{\ln \overline{\tau}_{2g}}{\ln \frac{L_0}{\lambda_{2g}}} \quad (19)$$

与无机质孔隙相同,页岩基质单位分形集横截面上有机质孔隙面积可表示为

$$A_{p2} = \frac{\pi D_{2g} \lambda_{2g \max}^2}{4(2-D_{2g})} (1 - \phi_{2g}) \quad (20)$$

## 2 模型建立

模型假设条件为:①页岩基质孔隙由一束不同尺寸的弯曲无机质、有机质毛管组成,任意2根毛管并联,彼此独立;②无机质毛管尺寸较大,气体流动形态主要表现为粘滞流动和滑脱流动,且开发过程中考虑吸附水膜厚度变化对无机质表观物性及气

体渗流影响;③有机质毛管尺寸较小,气体流动形态主要表现为滑脱流动和努森扩散,开发过程中考虑吸附气解吸对气体渗流及有机质表观物性影响。

单相气体在纳米孔隙中流动,通常采用 Knudsen 数作为流动状态划分的重要依据,其中 Knudsen 数<sup>[9,22]</sup>可以表示为

$$Kn = \frac{\tau}{\lambda_{l(2)g}} \quad (21)$$

其中

$$\tau = \frac{\mu_g}{p} \sqrt{\frac{\pi RT}{2M}} \quad (22)$$

根据 Knudsen 数可以将气体流动划分为粘滞流、滑脱流、过渡流和自由分子流 4 种流态,不同 Knudsen 数下气体渗流机理及控制方程<sup>[6,23-24]</sup>见表 1 所示。

表 1 不同 Knudsen 数下气体渗流机理  
Table 1 Flow characteristics for different Knudsen numbers

Knudsen 数	渗流机理	控制方程
<0.001	粘滞流	达西方程
0.001~0.1	滑脱流	修正的达西方程
0.1~10	过渡流	修正的达西方程及 Knudsen 扩散方程
> 10	自由分子流	Knudsen 扩散方程

## 2.1 无机质表观渗透率模型

气体在无机质多孔介质中的流动主要表现为粘滞流动和滑脱流动,根据 Beskok 等<sup>[6]</sup>提出的统一修正 Hagen-Poiseuille 方程,单根毛管中气体分子的体积流量为

$$q_{1g} = f(Kn) \frac{\pi \lambda_{1g}^4 \Delta p}{128 \mu_g L_{1g}} \quad (23)$$

对于滑脱流动,  $f(Kn) = 1 + 4Kn$ , 将式(7)和式(21)代入式(23),则单根无机质毛管中气体体积流量可表示为

$$q_{1g} = \left(1 + \frac{4\tau}{\lambda_{1g}}\right) \frac{\pi \lambda_{1g}^3 \Delta p}{128 \mu_g L_{1g}} \quad (24)$$

由于无机质孔隙大小连续分布,则流过页岩基质单位分形集内无机质毛管中总流量可表示为

$$Q_{1g} = - \int_{\lambda_{1g\min}}^{\lambda_{1g\max}} q_{1g} dN_{1g} \quad (25)$$

将式(6)和式(24)代入式(25),可得分形集内无机质毛管中总流量的表达式为

$$Q_{1g} = \frac{\pi \lambda_{1g\max}^3 \Delta p}{128 \mu_g L_{1g}} \times \frac{D_{1g}}{3 + D_{1T} - D_{1g}} \times \left[ \left(1 - \delta^{3+D_{1T}-D_{1g}}\right) + \frac{4\tau}{\lambda_{1g\max}} \times \frac{3 + D_{1T} - D_{1g}}{2 + D_{1T} - D_{1g}} \left(1 - \delta^{2+D_{1T}-D_{1g}}\right) \right] \quad (26)$$

其中

$$\delta = \frac{\lambda_{1g\min}}{\lambda_{1g\max}} \quad (27)$$

通常在分形多孔介质中  $\delta < 10^{-2}$ , 且在二维平面中  $0 < D_{1g} < 2$ ,  $1 < D_{1T} < 2$ , 因此有  $\delta^{3+D_{1T}-D_{1g}} \ll 1$  和  $\delta^{2+D_{1T}-D_{1g}} \ll 1$ , 从而式(26)可简化为

$$Q_{1g} = \frac{\pi \lambda_{1g\max}^3 \Delta p}{128 \mu_g L_{1g}} \times \frac{D_{1g}}{3 + D_{1T} - D_{1g}} \times \left(1 + \frac{4\tau}{\lambda_{1g\max}} \times \frac{3 + D_{1T} - D_{1g}}{2 + D_{1T} - D_{1g}}\right) \quad (28)$$

根据等效渗流阻力原理,气体在分形集横截面积上的流动,满足广义的 Darcy 定律,则分形集内无机质渗透率<sup>[25]</sup>可表示为

$$K_{1g} = \frac{Q_{1g} \mu_g \sqrt{A}}{A(1-\alpha)\Delta p} \quad (29)$$

将式(1)、式(22)和式(28)代入式(29)中,可得无机质表观渗透率的表达式为

$$K_{1g} = \frac{\pi \lambda_{1g\max}^3 (1 - S_w)^{\frac{3+D_{1T}}{2}}}{128(1-\alpha)A^{\frac{1+D_{1T}}{2}}} \times \frac{D_{1g}}{3 + D_{1T} - D_{1g}} \times \left(1 + \frac{4\mu_g \sqrt{\frac{\pi RT}{2M}}}{p \lambda_{1g\max} \sqrt{1 - S_w}} \times \frac{3 + D_{1T} - D_{1g}}{2 + D_{1T} - D_{1g}}\right) \quad (30)$$

## 2.2 有机质表观渗透率模型

与无机质孔隙相比,有机质纳米孔隙直径较小,气体分子与孔隙表面的碰撞对渗流起主导作用,因此,气体在毛管中的流动形态主要表现为滑脱流动与努森扩散,单根有机质毛管中气体体积流量<sup>[26-27]</sup>表示为

$$q_{2g} = q_{2g\text{slip}} + q_{2g\text{Kn}} \quad (31)$$

其中

$$q_{2g\text{slip}} = f(Kn) \frac{\pi \lambda_{2g}^4 \Delta p}{128 \mu_g L_{2g}} \quad (32)$$

$$q_{2g\text{Kn}} = \frac{\pi \lambda_{2g}^3}{12 p_m} \times \frac{\Delta p}{L_{2g}} \sqrt{\frac{8RT}{\pi M}} \quad (33)$$

将式(18)、式(21)、式(32)和式(33)代入式(31),得到气体在单根有机质毛管中体积流量为

$$q_{2g} = \left(1 + \frac{4\tau}{\lambda_{2g}}\right) \frac{\pi \lambda_{2g}^3 \Delta p}{128 \mu_g L_{2g}} + \frac{\pi \Delta p}{12 p_m} \times \frac{\lambda_{2g}^{2+D_{2T}}}{L_{2g}^{D_{2T}}} \sqrt{\frac{8RT}{\pi M}} \quad (34)$$

页岩基质单位分形集内有机质毛管中总流量可表示为

$$Q_{2g} = - \int_{\lambda_{2g\min}}^{\lambda_{2g\max}} q_{2g} dN_{2g} \quad (35)$$

将式(16)、式(34)代入式(35)中,则有机质毛管中总流量可表示为

$$Q_{2g} = \frac{\pi\lambda_{2g\max}^{3+D_{2T}} \Delta p}{128\mu_g L_0^{D_{2T}}} \times \frac{D_{2fg}}{3+D_{2T}-D_{2fg}} \times \left[ \left(1-\delta^{3+D_{2T}-D_{2fg}}\right) + \frac{4\tau}{\lambda_{2g\max}} \times \frac{3+D_{2T}-D_{2fg}}{2+D_{2T}-D_{2fg}} \left(1-\delta^{2+D_{2T}-D_{2fg}}\right) + \frac{32\mu_g}{3p_m \lambda_{2g\max}} \sqrt{\frac{8RT}{\pi M}} \times \frac{3+D_{2T}-D_{2fg}}{2+D_{2T}-D_{2fg}} \left(1-\delta^{2+D_{2T}-D_{2fg}}\right) \right] \quad (36)$$

将式(36)整理简化后可表示为

$$Q_{2g} = \frac{\pi\lambda_{2g\max}^{3+D_{2T}} \Delta p}{128\mu_g L_0^{D_{2T}}} \times \frac{D_{2fg}}{3+D_{2T}-D_{2fg}} \left(1 + \frac{4\tau}{\lambda_{2g\max}} \times \frac{3+D_{2T}-D_{2fg}}{2+D_{2T}-D_{2fg}} + \frac{32\mu_g}{3p_m \lambda_{2g\max}} \sqrt{\frac{8RT}{\pi M}} \times \frac{3+D_{2T}-D_{2fg}}{2+D_{2T}-D_{2fg}}\right) \quad (37)$$

根据广义Darcy定律,则分形集内有机质表观渗透率<sup>[25]</sup>可表示为

$$K_{2g} = \frac{Q_{2g} \mu_g \sqrt{A}}{\alpha \Delta p} \quad (38)$$

将式(11)、式(22)和式(37)代入式(38),则有机质表观渗透率可表示为

$$K_{2g} = \frac{\pi\lambda_{2g\max}^{3+D_{2T}} f(p)^{3+D_{2T}}}{128\alpha A^{\frac{1+D_{2T}}{2}}} \times \frac{D_{2fg}}{3+D_{2T}-D_{2fg}} \times \left[ 1 + \frac{4\mu_g \sqrt{\frac{\pi RT}{2M}}}{p\lambda_{2\max} f(p)} \times \frac{3+D_{2T}-D_{2fg}}{2+D_{2T}-D_{2fg}} + \frac{32\mu_g \sqrt{\frac{8RT}{\pi M}}}{3p_m \lambda_{2\max} f(p)} \times \frac{3+D_{2T}-D_{2fg}}{2+D_{2T}-D_{2fg}} \right] \quad (39)$$

### 2.3 页岩基质表观渗透率模型

将无机质表观渗透率和有机质表观渗透率通过面积系数加权<sup>[11]</sup>,则页岩基质表观渗透率可表示为

$$K_a = (1-\alpha)K_{1g} + \alpha K_{2g} \quad (40)$$

将式(30)和式(39)代入式(40)整理后得

$$K_a = \frac{\pi\lambda_{1g\max}^{3+D_{1T}} (1-S_w)^{\frac{3+D_{1T}}{2}}}{128A^{\frac{1+D_{1T}}{2}}} \times \frac{D_{1fg}}{3+D_{1T}-D_{1fg}} \left( 1 + \frac{4\mu_g \sqrt{\frac{\pi RT}{2M}}}{p\lambda_{1\max} \sqrt{1-S_w}} \times \frac{3+D_{1T}-D_{1fg}}{2+D_{1T}-D_{1fg}} \right) +$$

$$\frac{\pi\lambda_{2g\max}^{3+D_{2T}} f(p)^{3+D_{2T}}}{128A^{\frac{1+D_{2T}}{2}}} \times \frac{D_{2fg}}{3+D_{2T}-D_{2fg}} \left[ 1 + \frac{4\mu_g \sqrt{\frac{\pi RT}{2M}}}{p\lambda_{2\max} f(p)} \times \frac{3+D_{2T}-D_{2fg}}{2+D_{2T}-D_{2fg}} + \frac{32\mu_g \sqrt{\frac{8RT}{\pi M}}}{3p_m \lambda_{2\max} f(p)} \times \frac{3+D_{2T}-D_{2fg}}{2+D_{2T}-D_{2fg}} \right] \quad (41)$$

由式(41)可以看出:页岩基质表观渗透率不仅与基质微观孔隙结构参数(孔径、孔隙度、分形维数)有关,而且与气体性质及外界环境(压力、含水饱和度及有效直径修正因子)等有关,这与实际情况相符;式(41)中不含任何经验参数,每个参数均有明确的物理意义,分别代表了基质多孔介质、流体及外界环境对表观渗透率的影响,因此可以认为,表观渗透率详细揭示了气体在页岩基质中渗流规律。

## 3 结果与讨论

### 3.1 模型验证

为了验证所建立的无机质和有机质的页岩基质表观渗透率模型的可靠性,采用文献[28-29]实验数据和曹成模型<sup>[11]</sup>与新建模型进行对比。新建模型的计算参数与实验岩心参数设为相同:无机质孔隙度为0.06,含水饱和度为20%,最大孔径为5 μm,最小孔径与最大孔径之比为0.01;有机质孔隙度为0.03,有效直径修正因子为0.5,最大孔径为3.5 μm,最小孔径与最大孔径之比为0.005,地层气体粘度为2.3×10<sup>-5</sup> Pa·s,气体摩尔质量为0.019 5 kg/mol,气体常数为8.314 J/(K·mol),初始压力为30 MPa,兰氏压力为4.54 MPa,温度为323 K,根据计算参数采用建立的数学模型进行模拟计算并拟合(图2)。

从图2可以看出,相对于曹成模型,新建模型与

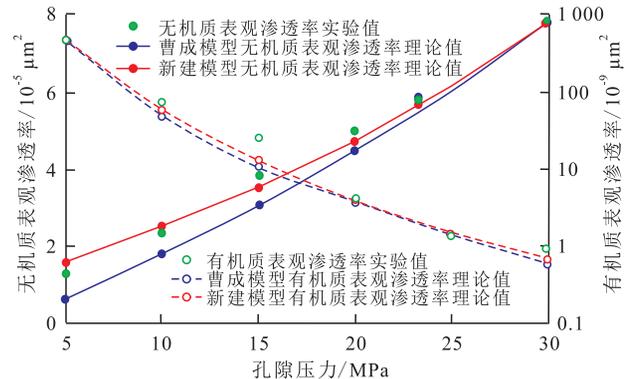


图2 无机质和有机质表观渗透率模型验证

Fig.2 Verification of the apparent permeability model for organic matter and inorganic matter

实验结果基本一致,表明建立的页岩无机质和有机质表观渗透率模型具有较好的可靠性;新建模型和曹成模型在孔隙压力较高时差别不大,在压力较低时差异凸显,尤其是无机质表观渗透率,当压力低于15 MPa后,曹成模型表观渗透率计算值偏小,与实验结果偏差较大。分析其原因认为,曹成模型的推导基于页岩基质由一束具有同一水力半径毛管组成的假设,在现有渗透率模型的基础上,建立了综合考虑吸附、滑脱及扩散的无机质与有机质表观渗透率模型,最后得出页岩基质表观渗透率模型;该模型未考虑到无机质与有机质孔隙中不同渗流机制,以及毛管直径及迂曲度对气体渗流的影响,尤其在低压下低估了气体分子与孔隙表面碰撞频率,因此得到的渗透率偏小。而新建模型时运用分形理论克服了以上诸多问题,不仅考虑了无机质和有机质孔隙中不同渗流机制,还考虑了基质微观孔隙结构(孔隙尺寸、迂曲度)对气体渗流及基质表观物性影响,因此新建模型更符合页岩气藏开发实际,得到的表观渗透率理论值误差较小。页岩基质表观渗透率为有机质与无机质表观渗透率的加权,因此在前两者验证的基础上,页岩基质表观渗透率模型自然可以得到验证。

### 3.2 基质表观物性变化特征及参数敏感性分析

为了研究开发过程中页岩基质表观物性参数(表观渗透率、有效孔径、分形维数等)随孔隙压力及吸附层动态变化规律,分别取储层初始压力为30 MPa,无机质初始孔隙度为0.06,孔隙平均半径分别为2, 4和6  $\mu\text{m}$ ,初始含水饱和度为20%;有机质初始孔隙度为0.03,孔隙平均半径分别为1.5, 2和2.5  $\mu\text{m}$ ,初始有效直径修正因子为0.5,用新建模型计算得到不同孔隙压力及吸附层下对应表观渗透率(图3,图4)。

由图3可以看出,随着页岩气的开采,孔隙压力

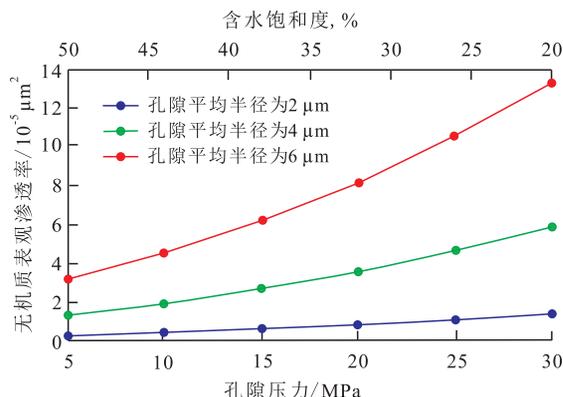


图3 无机质表观渗透率与压力和含水饱和度的关系

Fig.3 Relation between apparent permeability, pressure and water saturation of inorganic matter

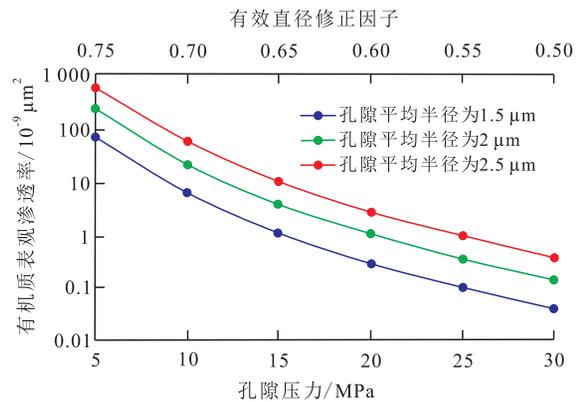


图4 有机质表观渗透率与压力和有效直径修正因子的关系

Fig.4 Relation between apparent permeability, pressure and effective diameter correction factor of organic matter

不断降低,毛管中含水饱和度增大,无机质表观渗透率呈下降趋势,且在低压时下降缓慢;并且孔隙平均半径越大,变化越明显。其原因为,孔隙压力降低,孔隙表面吸附水膜厚度增大,气体有效渗流直径减小,使得无机质表观渗透率下降,虽然压力降低及有效渗流直径的减小能够相对地增强气体滑脱效应,但是所带来的表观渗透率的增加,并不足以弥补吸附层带来的孔隙空间变小所带来的渗透率损失,且孔隙平均半径越大,吸附水对无机质表观渗透率损害越严重,总体来说,无机质表观渗透率呈下降趋势。

由图4可以看出,在页岩气开发过程中,孔隙有效直径修正因子及有机质表观渗透率随孔隙压力降低呈增大趋势,且在低压时增幅明显。其原因为,随着孔隙压力降低至临界解吸压力后,吸附气逐渐解吸,气体有效渗流直径及有机质有效孔隙度增大,但由于有机质孔径本身较小,因此解吸释放出的孔隙空间对气体渗流影响并不十分明显,而当孔隙压力低于10 MPa后,有机质表观渗透率迅速增大,主要因为在小孔隙、低压力下,气体滑脱效应及努森扩散显著增强,渗透率增幅明显,且孔隙平均半径越大,变化越显著。

从图5可以看出,随着页岩气的开采,无机质孔隙含水饱和度增大,孔隙分形维数逐渐减小而迂曲度分形维数增大,且初始孔隙度越大,变化越明显。其原因为,随着储层压力降低,无机质孔隙通过毛管强渗吸作用使得裂缝中自由水进入微孔,孔隙含水饱和度增加,孔隙表面水膜厚度增大,气体有效渗流直径减小,渗流阻力增大,使得孔隙分形维数减小,迂曲度分形维数增大,且在高压下下降趋势明显。图6中有机质分形维数变化规律与无机

质恰好相反,即随着储层压力降低,有机质孔隙分形维数增大,迂曲度分形维数减小。其原因为,储层压力降低,有机质孔隙表面吸附气体开始解吸,使得有效孔隙直径和有效孔隙度增大的同时,减小了气体渗流阻力,因此有机质孔隙分形维数增大而迂曲度分形维数减小。基质分形维数的动态变化直接影响页岩基质表观渗透率。

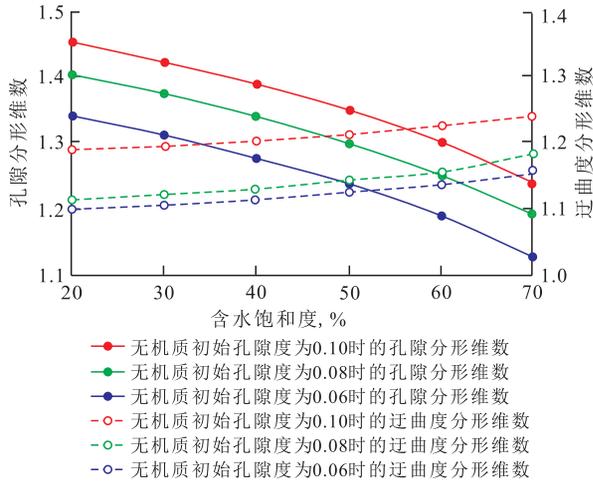


图5 无机质孔隙及迂曲度分形维数随含水饱和度的变化

Fig.5 Fractal dimension of pore and tortuosity of inorganic matter versus the water saturation at different initial porosities

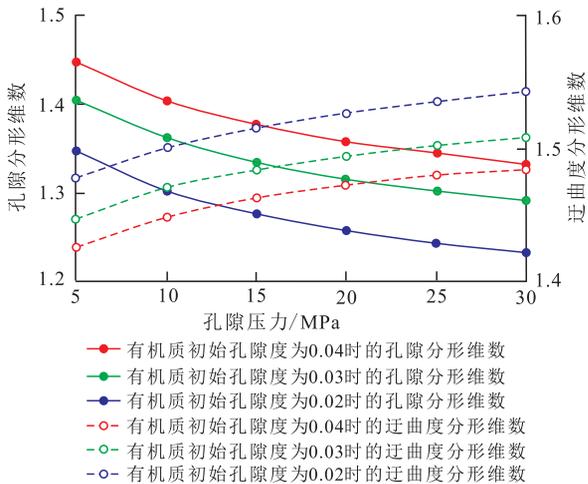


图6 有机质孔隙及迂曲度分形维数随孔隙压力的变化

Fig.6 Fractal dimension of pore and tortuosity of organic matter versus the pressure at different initial porosities

综上所述,在页岩气开采过程中,不仅页岩基质表观渗透率及渗流形态会随孔隙压力、吸附层等发生动态变化,基质其他物性参数(有效直径、孔隙度、分形维数)作为渗透率的影响因素,在开发过程中也会发生变化。因此,页岩基质表观渗透率作为多因素耦合的综合表征,可详细地揭示气体在页岩基质纳米孔隙中渗流机理,给产能评价和方案制定提供理论支撑。

## 4 结论

基于迂曲毛细管束分形理论及气体微观渗流机理,考虑了页岩无机质及有机质不同孔隙结构特征及渗流机制,分别推导了页岩无机质与有机质表观渗透率模型,并通过面积系数加权得到页岩基质表观渗透率模型。详细分析了页岩基质微观孔隙结构(孔径、孔隙度、分形维数),外界环境(压力、含水饱和度、有效直径修正因子)及气体性质对页岩基质表观渗透率及基质其他物性参数的影响。模型研究表明:无机质孔隙中气体流动形态主要表现为渗流及滑脱,开发过程中滑脱效应逐渐增强,且随着含水饱和度增加,无机质有效孔隙直径、有效孔隙度及孔隙分形维数减小,迂曲度分形维数增大,无机质表观渗透率总体呈下降趋势;有机质孔隙中气体渗流主要表现为滑脱流动及努森扩散,开发后期吸附气解吸及气体滑脱和努森扩散增强,且有效孔隙直径、有效孔隙度及孔隙分形维数在开发过程逐渐增大,迂曲度分形维数逐渐减小,有机质表观渗透率增幅较大;无机质与有机质表观物性参数随孔隙压力及吸附层变化规律不同,导致渗透率差较大。因此,在页岩基质表观渗透率研究时必须充分考虑渗流形态及吸附层厚度的影响,区分计算有机质及无机质表观渗透率,有效避免因无机质及有机质表观渗透率的差异性所带来的计算偏差。

### 符号解释:

$\lambda_{ig}$  —— 含水饱和度为  $S_w$  时无机质有效毛管直径, m;  
 $\lambda_1$  —— 含水饱和度为 0 时无机质毛管直径, m;  $S_w$  —— 含水饱和度, %;  $\phi_{ig}$  —— 含水饱和度为  $S_w$  时无机质有效孔隙度;  
 $\phi_i$  —— 无机质初始孔隙度;  $N_{ig}$  —— 无机质毛管数;  $D_{ifg}$  —— 无机质孔隙分形维数;  $L_{ig}$  —— 无机质毛管实际长度, m;  
 $D_{it}$  —— 无机质迂曲度分形维数;  $L_0$  —— 表征长度, m;  
 $\bar{\tau}_{ig}$  —— 无机质孔隙平均迂曲度;  $\bar{\lambda}_{ig}$  —— 无机质孔隙平均直径, m;  $A_{p1}$  —— 无机质孔隙面积,  $m^2$ ;  $\lambda_{2g}$  —— 任意压力下有机质的有效毛管直径, m;  $\lambda_2$  —— 吸附气为 0 时有机质毛管直径, m;  $f(p)$  —— 有机质有效毛管直径修正因子;  $\lambda_{20}$  —— 初始压力下有机质有效毛管直径, m;  $p$  —— 任意压力, MPa;  $p_t$  —— 兰氏压力, MPa;  $p_0$  —— 初始压力, MPa;  $\phi_{2g}$  —— 有机质有效孔隙度;  $\phi_2$  —— 有机质初始孔隙度;  $N_{2g}$  —— 有机质毛管数;  $D_{2fg}$  —— 有机质孔隙分形维数;  $L_{2g}$  —— 有机质毛管实际长度, m;  $D_{2t}$  —— 有机质迂曲度分形维数;  $\bar{\tau}_{2g}$  —— 有机质孔隙平均迂曲度;  $\bar{\lambda}_{2g}$  —— 有机质孔隙平均直径, m;  $A_{p2}$  —— 有机质孔隙面积,  $m^2$ ;  $Kn$  —— 努森数;  $\tau$  —— 分子平

均自由程,  $m$ ;  $\lambda_{(2)\text{g}}$  ——无机质(有机质)有效毛管直径,  $m$ ;  
 $\mu_{\text{g}}$  ——气体粘滞系数,  $\text{Pa}\cdot\text{s}$ ;  $R$  ——气体常数,  $\text{J}/(\text{k}\cdot\text{mol})$ ;  
 $T$  ——温度,  $\text{K}$ ;  $M$  ——气体分子摩尔质量,  $\text{kg}/\text{mol}$ ;  $q_{1\text{g}}$  ——  
 单根无机质毛管中气体流量,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $f(Kn)$  ——渗透率滑脱  
 修正因子;  $\Delta p$  ——生产压差,  $\text{MPa}$ ;  $Q_{1\text{g}}$  ——无机质毛管中气  
 体总流量,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $K_{1\text{g}}$  ——无机质表观渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  
 $A$  ——分形集横截面积,  $\text{m}^2$ ;  $\alpha$  ——横截面上有机质含  
 量, %;  $q_{2\text{g}}$  ——单根有机质毛管中气体流量,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $q_{2\text{gslip}}$  ——  
 单根有机质毛管中气体滑脱流量,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $q_{2\text{gKn}}$  ——单根有机  
 质毛管中气体扩散流量,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $p_m$  ——平均压力,  $\text{MPa}$ ;  
 $Q_{2\text{g}}$  ——有机质毛管中气体总流量,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $K_{2\text{g}}$  ——有机质表  
 观渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $K_a$  ——页岩基质表观渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

#### 参考文献:

- [1] 董大忠, 邹才能, 杨桦, 等. 中国页岩气勘探开发进展与发展前景[J]. 石油学报, 2012, 33(增刊1): 108-114.  
Dong Dazhong, Zou Caineng, Yang Hua, et al. Progress and prospects of shale gas exploration and development in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(Supplement 1): 108-114.
- [2] 张东晓, 杨婷云, 吴天昊, 等. 页岩气开发机理和关键问题[J]. 科学通报, 2016, 61(1): 62-71.  
Zhang Dongxiao, Yang Tingyun, Wu Tianhao, et al. Recovery mechanisms and key issues in shale gas development [J]. Chinese Science Bulletin, 2016, 61(1): 62-71.
- [3] 张爽, 隋微波. 页岩储层有机质分布定量分析及重构模型[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(2): 22-28.  
Zhang Shuang, Sui Weibo. Reconstruction and quantitative analysis methods for organic matter distribution in shale reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 22-28.
- [4] 赵建华, 金振奎, 耿一凯, 等. 四川盆地龙马溪组富有机质页岩形成主控因素[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(2): 140-147.  
Zhao Jianhua, Jin Zhenkui, Geng Yikai, et al. Main diagenesis controlling factors for Longmaxi Formation organic matter rich shale in Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(2): 140-147.
- [5] 胡明毅, 邱小松, 胡忠贵, 等. 页岩气储层研究现状及存在问题探讨[J]. 特种油气藏, 2015, 22(2): 1-7.  
Hu Mingyi, Qiu Xiaosong, Hu Zhonggui, et al. Current researches on shale gas reservoirs and existing problems [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(2): 1-7.
- [6] Beskok A, Karniadakis G E. A model for flows in channels, pipes and ducts at micro and nano scales [J]. Microscale Thermophysical Engineering, 1999, 3(1): 43-77.
- [7] Javadpour F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone) [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 48(8): 16-21.
- [8] Civan F. Effective correlation of apparent gas permeability in tight porous media [J]. Transport in Porous Media, 2010, 82(2): 375-384.
- [9] Shi J T, Zhang L, Li Y S, et al. Diffusion and flow mechanisms of shale gas through matrix pores and gas production forecasting [R]. SPE 167226, 2013.
- [10] Wu K L, Li X F, Guo C C, et al. Adsorbed gas surface diffusion and bulk gas transport in nanopores of shale reservoirs with real gas effect - adsorption - mechanical coupling [C]. Houston: SPE Reservoir Simulation Symposium, 2015.
- [11] 曹成, 李天太, 刘刚, 等. 考虑吸附、滑脱和自由分子流动效应的页岩基质渗透率计算模型[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2015, 30(5): 48-53.  
Cao Cheng, Li Tiantai, Liu Gang, et al. Permeability calculation model of shale matrix with adsorption, slippage and free molecule flow effects [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2015, 30(5): 48-53.
- [12] Kang S M, Fathi E. Carbon dioxide storage capacity of organic-rich shales [J]. SPEJ, 2013, 16(4): 842-855.
- [13] 李菊花, 郑斌. 微观孔隙分形表征新方法及其在页岩储层中的应用[J]. 天然气工业, 2015, 35(5): 52-59.  
Li Juhua, Zheng Bin. A new method for fractal characterization of microscopic pores and its application in shale reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(5): 52-59.
- [14] 曹涛涛, 宋之光, 刘光祥, 等. 氮气吸附法一压乘法分析页岩孔隙、分形特征及其影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(2): 1-8.  
Cao Taotao, Song Zhiguang, Liu Guangxiang, et al. Characteristics of shale pores, fractal dimension and their controlling factors determined by nitrogen adsorption and mercury injection methods [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 1-8.
- [15] 张雪芬, 陆现彩, 张林晔, 等. 页岩气的赋存形式研究及其石油地质意义[J]. 地球科学进展, 2010, 25(6): 597-604.  
Zhang Xuefen, Lu Xiancai, Zhang Linye, et al. Occurrences of shale gas and their petroleum geological significance [J]. Advances in Earth Science, 2010, 25(6): 597-604.
- [16] Yu B M, Li J H, Li Z H, et al. Permeabilities of unsaturated fractal porous media [J]. International Journal of Multiphase Flow, 2003, 29(6): 1 625-1 642.
- [17] 黄延章. 低渗透油层渗流机理 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 59-99.  
Huang Yanzhang. Flow mechanics in low-permeability reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998: 59-99.
- [18] Yu B M, Cheng P. A fractal model for permeability of bi-dispersed porous media [J]. International Journal of Heat & Mass Transfer, 2002, 45(14): 2 983-2 993.
- [19] Costa A. Permeability - porosity relationship: A reexamination of the Kozeny-Carman equation based on a fractal pore space geometry assumption [J]. Geophysical Research Letters, 2006, 33(2): L02318.
- [20] 郑仟. 分形多孔介质中气体流动与扩散的输运特性研究 [D]. 武汉: 华中科技大学, 2012.  
Zheng Qian. Study of some transport properties for gas flow and diffusion through fractal porous media [D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2012.