

非常规天然气

页岩储层基质和裂缝渗透率新模型研究

姜瑞忠¹, 汪 洋¹, 贾俊飞², 孔垂显²

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266580;

2. 中国石油新疆油田公司勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000)

摘要:渗透率作为重要的物性参数,决定着流体的流动能力。以页岩储层的基质和裂缝为研究对象,综合国内外最新研究成果,总结出气体在基质中存在的 2 种扩散作用:Knudsen 扩散和 Fick 扩散。详细分析了 2 种扩散的产生机理:Knudsen 扩散是由气体分子与孔道壁面之间的碰撞引起;而 Fick 扩散是由于浓度差的作用。将 2 种扩散作用同时考虑进气体在基质的流动中,推导得出气体在基质中的视渗透率新模型,分别分析 Knudsen 扩散和 Fick 扩散对基质视渗透率的影响。对 P & M 模型进行修正,将 Klinkenberg 效应也考虑进模型里,给出不同机制影响下的裂缝渗透率变化模型,并分析 Klinkenberg 效应对裂缝视渗透率的影响。结果表明:①对于基质视渗透率模型来说,当孔道半径较小时,Knudsen 扩散对渗透率有着较大的影响;另外,在低压和较低的基质渗透率时,Fick 扩散对基质视渗透率影响显著。②对裂缝视渗透率模型来说,只有在低压的情况下,Klinkenberg 效应对裂缝视渗透率影响才会显现出来。

关键词:视渗透率;Knudsen 扩散;Fick 扩散;Klinkenberg 效应;修正

中图分类号:TE131.3 **文献标志码:**A **文章编号:**1672-1926(2014)06-0934-06

引用格式:Jiang Ruizhong, Wang Yang, Jia Junfei, *et al.* The new model for matrix and fracture permeability in shale reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(6): 934-939. [姜瑞忠, 汪洋, 贾俊飞, 等. 页岩储层基质和裂缝渗透率新模型研究[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(6): 934-939.]

0 引言

页岩储层是由基质系统和裂缝系统组成^[1-2],不同的系统遵循不同的流动规律^[3]。渗透率作为重要的物性参数,近些年已有多人^[4-6]做了相关的工作。Ertekin 等^[7]和 Ozkan 等^[8]在基质中考虑了 Fick 扩散的影响,得到与 Klinkenberg 效应类似的基质渗透率表现形式。Gray 模型^[9]率先将基质收缩对裂缝渗透率的影响进行了量化;Levine^[10]将各种力在裂缝的作用转化为对裂缝宽度的影响,推导出裂缝宽度的变化方程从而得到渗透率变化方程;Palmer 和 Mansoori 模型^[11]引入 Levine 吸附膨胀模型,利用渗透率和孔隙度的关系,推导出描述裂缝

渗透率变化的数学模型。前人在研究气体在基质中的流动时,只是考虑了 Fick 扩散对视渗透率的影响;在研究裂缝中渗透率动态变化时主要集中于基质的解吸收缩作用。笔者在总结前人研究成果的基础上,详细分析了基质中 2 种扩散(Knudsen 扩散和 Fick 扩散)作用的产生机理,并在基质中同时考虑 2 种扩散作用,推导出基质视渗透率新模型。另外,在裂缝中,考虑 Klinkenberg 效应,修正了 P & M 模型,并分析了 Klinkenberg 效应对裂缝渗透率的影响。

1 页岩储层中的“扩散”现象

气体在页岩储层中的流动过程主要有以下 3 个

收稿日期:2013-10-20;修回日期:2013-12-10.

基金项目:国家自然科学基金“页岩气藏多级压裂水平井流动特征及产能评价方法研究”(编号:51374227);国家重大专项“大型油气田及煤层气开发科技重大专项”之“特低渗油藏有效开发技术”(编号:2011ZX0513-006);国家重大专项“薄互层低渗油藏先导试验区块开发技术政策研究”(编号:2011ZX05051005-002);国家自然科学基金“基于新模型的低渗油藏非线性渗流论”(编号:51174223)联合资助。

作者简介:姜瑞忠(1964-),男,江苏溧阳人,教授,博士生导师,主要从事油气田开发方面的教学和科研工作. E-mail: jrzhong@126.com.

过程^[8,12-14]:①气体在裂缝系统中的渗流;②气体在基质壁面的解吸过程;③基质中分子的扩散。在基质中气体存在 2 种扩散现象,即 Knudsen 扩散和 Fick 扩散。以下详细介绍 2 种扩散的性质及相互关系。

1.1 Knudsen 扩散

页岩气储层致密,存在纳米级的孔隙^[12,15]。国外 Haynesville 页岩孔隙半径集中在 16nm 左右, Utica 页岩孔隙半径集中在 20nm 左右,国内川南龙马溪组页岩平均孔隙半径在 6nm 左右^[15]。气体在如此细微孔隙中流动时,其流动状态主要取决于气体分子的平均自由程以及流动介质自身的性质^[16]。气体在页岩气藏中的流动是一个多尺度问题^[13],其流动状态可以用 Knudsen 数来划分^[17]:

$$K_n = \frac{\bar{\lambda}}{r_{\text{pore}}} \quad (1)$$

式中: K_n 为 Knudsen 数,无量纲; r_{pore} 为介质孔道半径, m, $\bar{\lambda}$ 为气体分子的平均自由程, m。

由 Knudsen 数可以将气体流动划为 4 种流态^[17],即:达西流、滑脱流、过渡流和 Knudsen 扩散,如图 1 所示。

在表 1 中总结了不同 Knudsen 数下气体的流动特征^[18-20]:

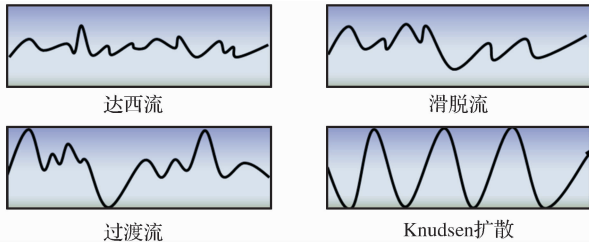


图 1 气体的 4 种流态

Fig. 1 The flow pattern of the gas

表 1 不同 Knudsen 数下的流动特征

Table 1 Flow characteristics under different Knudsen number

流动机理	Knudsen 数	使用的模型
达西流	$K_n < 0.01$	假定为层流,运用达西方程来表征 $v = -\frac{k}{\mu} \nabla p$
滑脱流	$0.01 < K_n < 0.1$	Klinkenberg 修正渗透率 $k_a = k_\infty (1 + 4k_n)$
过渡流	$0.1 < K_n < 10$	达西方程加 Knudsen 修正 Knudsen 扩散方程
Knudsen 扩散	$K_n > 10$	$k_a = k_\infty [1 + \alpha (K_n) K_n] \left(1 + \frac{4K_n}{1 + K_n}\right)$

气体在多孔介质中流动时发生的主要相互作用

是:气体分子之间的碰撞和气体分子与孔道壁面之间的碰撞^[21]。正是因为流动的物理机制不同,导致了不同的渗流规律。

由图 1 和表 1 可知,当 $K_n < 0.01$ 时,气体的平均自由程远小于孔道半径,气体分子在孔道中主要为分子之间的碰撞,表现为达西流;当 $K_n > 10$ 时,气体分子与孔道壁面之间的碰撞占主导,表现为 Knudsen 扩散。

综上所述,随着 Knudsen 数的增大,气体分子之间的碰撞概率越来越小,而气体分子与孔道壁面的碰撞概率越来越大,如图 2 所示。因此,Knudsen 扩散的本质就是气体分子与孔道壁面之间的碰撞占据主导地位而导致气体视渗透率增大。



图 2 不同流动机制下的微观特征

Fig. 2 Micro characteristics under different flow mechanism

1.2 Fick 扩散

当基质壁面的气体发生解吸后,基质中存在浓度差。在浓度差的作用下,发生扩散作用,如图 3 所示。假定分子的扩散满足菲克定律^[22]:

$$J = -D \frac{dC}{dx} \quad (2)$$

式中: J 为扩散通量, $\text{kmol}/(\text{m}^3 \cdot \text{s})$; D 为扩散系数, m^2/s ; C 为浓度, kmol/m^3 。

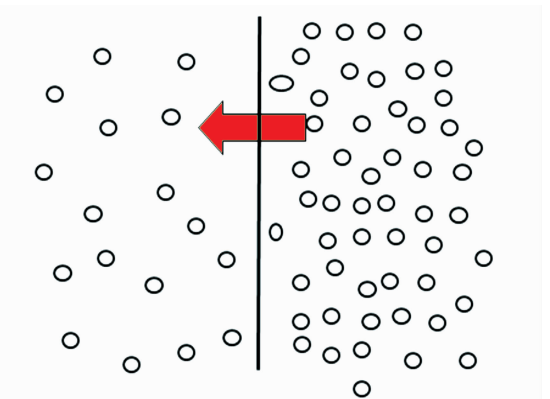


图 3 Fick 扩散示意(圆圈代表气体分子)

Fig. 3 The sketch map of Fick diffusion

1.3 2种扩散之间的关系

由以上分析可知:Knudsen扩散是,当分子的平均自由程相对于孔道半径来说比较大时,气体分子与孔

道壁面之间的碰撞更为剧烈,导致气体的视渗透率的增加;而Fick扩散的形成是由于浓度差的作用。因此,笔者认为,两者产生的机理完全不同,无任何关系(表2)。

表2 Knudsen扩散与Fick扩散的对比

Table 2 The comparison of Knudsen diffusion and Fick diffusion

	Knudsen 扩散	Fick 扩散
产生机理	气体分子与孔道壁面之间的碰撞	浓度差的作用
产生条件	分子平均自由程相对于孔道半径较小时	有浓度差的存在
数学表征	$k_a = k_{\infty} [1 + \alpha(K_n) K_n] \left(1 + \frac{4K_n}{1+K_n}\right)$	$J = -D \frac{dC}{dx}$
相互关系	毫无关系	

孔介质基质由统一的半径 r_m 组成,认为基质表面的压力是相同的。可以得出,基质中总流动速度 v_{r_m} 等于由 Knudsen 扩散引起的速度 v_{k_m} 和 Fick 扩散引起的速度 v_{F_m} 之和:

$$v_{r_m} = v_{k_m} + v_{F_m} \quad (3)$$

$$v_{k_m} = \frac{k_{m\infty} [1 + \alpha(K_n)] \left(1 + \frac{4K_n}{1+K_n}\right)}{\mu_g} \frac{\partial p_m}{\partial r} \quad (4)$$

其中:

$$\alpha(K_n) = \frac{128}{15\pi^2} \tan^{-1} [4K_n^{0.4}] \quad (5)$$

$$v_{F_m} = \frac{M_g D_g}{\rho_g} \frac{\partial C_m}{\partial r} \quad (6)$$

将式(4)和式(6)代入式(3)可得:

$$v_{r_m} = \frac{k_{m\infty} [1 + \alpha(K_n)] \left(1 + \frac{4K_n}{1+K_n}\right)}{\mu_g} \frac{\partial p_m}{\partial r} + \frac{M_g D_g}{\rho_g} \frac{\partial C_m}{\partial r} \quad (7)$$

由气体的状态方程可得:

$$C_m = \frac{\rho_g}{M_g} = \frac{p_m}{z R_g T} \quad (8)$$

将式(8)代入式(7):

$$v_{r_m} = \frac{k_{m\infty} [1 + \alpha(K_n)] \left(1 + \frac{4K_n}{1+K_n}\right)}{\mu_g} \frac{\partial p_m}{\partial r} + \frac{M_g D_g}{\rho_g R_g T} \frac{\partial \left(\frac{p_m}{z}\right)}{\partial r} \quad (9)$$

因为:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \left(\frac{p_m}{z}\right)}{\partial r} &= \frac{p_m}{z} \left(\frac{1}{p_m} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dp_m}\right) \frac{\partial p_m}{\partial r} \\ &= \frac{p_m C_g}{z} \frac{\partial p_m}{\partial r} \end{aligned} \quad (10)$$

将式(10)代入式(9)可得:

$$v_{r_m} = \frac{k_{m\infty}}{\mu_g} \left\{ [1 + \alpha(K_n)] \left[1 + \frac{4K_n}{1+K_n}\right] + \frac{\mu_g C_g D_g}{k_{m\infty}} \right\} \frac{\partial p_m}{\partial r} \quad (11)$$

式中: $k_{m\infty}$ 为基质的液测渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ_g 为气体黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; M_g 为分子量, kg/kmol ; D_g 为扩散因子, m^2/s ; ρ_g 为气体密度, kg/m^3 ; C_m 为气体浓度, kmol/m^3 ; z 为压缩因子,无量纲; C_g 为等温压缩系数, MPa^{-1} 。

因此,可以得到基质中视渗透率模型为:

$$k_{ma} = k_{m\infty} \left\{ [1 + \alpha(K_n)] \left[1 + \frac{4K_n}{1+K_n}\right] + \frac{\mu_g C_g D_g}{k_{m\infty}} \right\} \quad (12)$$

需要指出,以上的结论可以进行扩展。在以上讨论时,是将 Knudsen 扩散和 Fick 扩散进行叠加。而这里得到的式(12)在不同的流态下是通用的。因为 Knudsen 扩散方程 $k_a = k_{m\infty} [1 + \alpha(K_n) K_n] \left(1 + \frac{4K_n}{1+K_n}\right)$ 可以描述任何一个流态下的渗透规律^[20]。如果知道基质平均自由程和平均孔道半径后就可以得到 Knudsen 数(可能是滑脱流、过渡流或 Knudsen 扩散),代入方程式(12)即可得到既考虑气体流态又考虑浓度差作用下的视渗透率。

由式(12)可以明显的看出,基质的视渗透率由2部分构成:

由分子与壁面碰撞作用引起的视渗透率:

$$k_{mak} = k_{m\infty} [1 + \alpha(K_n)] \left(1 + \frac{4K_n}{1+K_n}\right) \quad (13)$$

由浓度差引起的视渗透率:

$$k_{maF} = \mu_g C_g D_g \quad (14)$$

据式(13)可以作出图4,由图4可以看出,随着 Knudsen 数的增大,引起的视渗透率增加倍数越大。

也就是说,在孔道半径较小时,需要考虑由分子与壁面碰撞引起流态变化所带来的对视渗透率的影响。

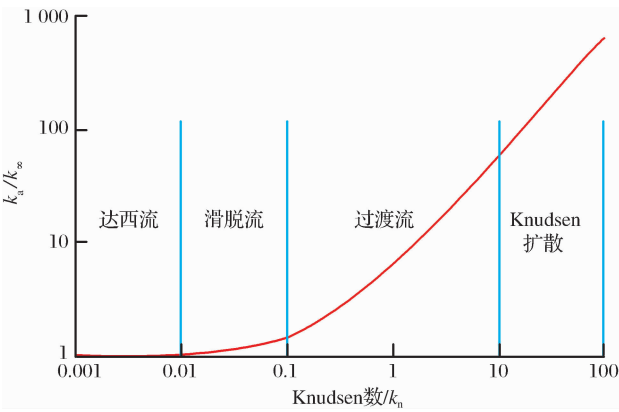


图 4 不同 Knudsen 数对视渗透率的影响

Fig. 4 The impact of different Knudsen numbers on apparent permeability

据式(14),取气体比重为 0.8, $M_g = 16\text{kg/kmol}$ 。分别作出 $K_m = 1 \times 10^{-5} \mu\text{m}^2$ 、 $K_m = 1 \times 10^{-8} \mu\text{m}^2$ 、 $K_m = 1 \times 10^{-11} \mu\text{m}^2$ 下视渗透率随压力的变化(图 5)。由图 5 可以得出:①压力越小,Fick 扩散对渗透率的贡献越大;②当基质渗透率越小时,由 Fick 扩散引起渗透率的变化越大。

3 裂缝视渗透率

和常规储层的开发不同,页岩气开发过程中,页岩储层的渗透率会发生动态变化^[23];在页岩气藏开发初期,随着气体的采出,储层压力下降,导致储层所承受的有效应力增加,渗透率下降;当储层压力下降至临界解吸压力后,本来以吸附状态存在的页岩气发生解吸导致基质收缩,改善了储层的渗透率。页岩基质的收缩变形利用 Levine^[10]提出的公式:

$$\epsilon_s = \epsilon_{\max} \cdot \frac{p}{p + p_{50}} \quad (15)$$

式中: ϵ_s 为体积应变; ϵ_{\max} 为 Langmuir 体积应变,即基质极限吸附应变; p 为裂缝中的压力,MPa; p_{50} 为体积应变 ϵ_s 达到 ϵ_{\max} 一半时对应的压力,MPa。

Palmer 和 Mansoori 在 Levine 的基础上,利用以上页岩基质的变形模型来描述因压降引起基质收缩的现象,给出以下公式^[10]:

$$\frac{\phi}{\phi_0} = 1 + \frac{C_m}{\phi_0} (p_f - p_0) + \frac{\epsilon_{\max}}{\phi_0} \left(\frac{J}{M} - 1 \right) \left(\frac{p_f}{p_f + p_{50}} - \frac{p_d}{p_d + p_{50}} \right) \quad (16)$$

其中:

$$C_m = \frac{J}{M} - \left(\frac{J}{M} + f - 1 \right) \beta \quad (17)$$

$$\frac{M}{E} = \frac{1 - \gamma}{(1 + \gamma)(1 - 2\gamma)} \quad (18)$$

$$\frac{I}{M} = \frac{1 + \gamma}{3(1 - \gamma)} \quad (19)$$

$$\frac{k_f}{k_{f\infty}} = \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)^3 \quad (20)$$

式中: ϕ 为有效孔隙度,%; ϕ_0 为初始有效孔隙度,%; p_0 为初始压力,MPa; p_d 为临界解吸压力,MPa; C_m, β 为基质压缩系数,MPa⁻¹; M 为轴向模量,MPa; J 为体积模型,MPa; E 为杨氏模量,MPa; f 为小数,0~1; γ 为泊松比; k_f 为裂缝渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; $k_{f\infty}$ 为裂缝液测渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

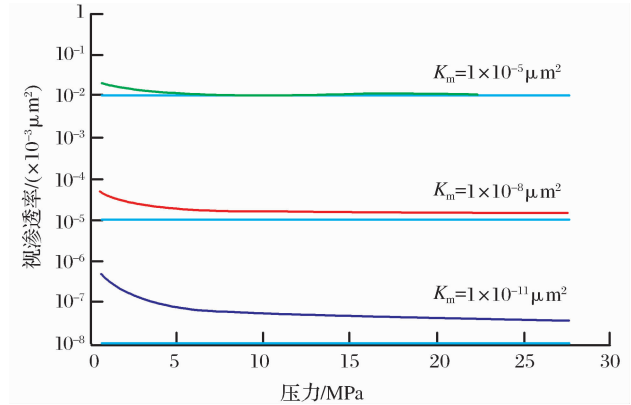


图 5 不同基质渗透率下,Fick 扩散对视渗透率的影响

Fig. 5 The impact of Fick diffusion on apparent permeability under different matrix permeability

本文在 P & M 模型的基础上,将气体分子与孔道壁面碰撞引起的影响考虑在内,在裂缝中主要表现为 Klinkenberg 效应。综合考虑由应力作用、基质收缩及 Klinkenberg 效应对裂缝渗透率的影响,对 P & M 模型进行修正,裂缝中视渗透率变化的动态模型:

$$k_{fa} = \begin{cases} k_{f\infty} \left(1 + \frac{b}{p_f} \right) \left[1 + \frac{C_m}{\phi_0} (p_f - p_0) \right]^3 & \text{当 } p_f \geq p_d \\ k_{f\infty} \left(1 + \frac{b}{p_f} \right) \left[1 + \frac{C_m}{\phi_0} (p_f - p_0) + \frac{\epsilon_{\max}}{\phi_0} \left(\frac{I}{M} - 1 \right) \left(\frac{p_f}{p_f + p_{50}} - \frac{p_d}{p_d + p_{50}} \right) \right]^3 & \text{当 } p_f < p_d \end{cases} \quad (21)$$

式中: b 为 Klinkenberg 系数。

由式(21),取 $p_0 = 10\text{MPa}$,体积应变 ϵ_s 达到 ϵ_{\max}

一半时对应的压力 $p_{50} = 4.5 \text{ MPa}$, 临界解吸压力 $p_d = 5 \text{ MPa}$, 初始孔隙度 $\varphi_0 = 0.3\%$, 弹性模量 $E = 8000 \text{ MPa}$, 泊松比 $\nu = 0.25$, $f = 0.5$, 基质压缩系数 $\beta = 0$, Langmuir 体积应变 $\epsilon_{\max} = 0.012$ 。气体分子碰撞直径 d 取 $3.8 \times 10^{-8} \text{ m}$, 孔隙半径 $r = 5 \times 10^{-5} \text{ m}$ 。温度 $T = 310 \text{ K}$, 取废弃压力为 0.8 MPa 。作出裂缝中渗透率变化如图 6 所示。

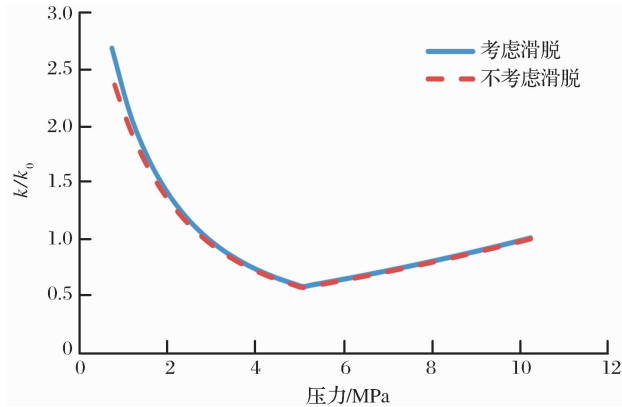


图 6 Klinkenberg 效应对裂缝渗透率的影响

Fig. 6 The impact of Klinkenberg effect on apparent permeability

由图 6 可以看出, 初期时随着气体的采出, 裂缝中压力降低, 有效应力的作用使得裂缝被压缩, 导致裂缝的渗透率下降, 此时 Klinkenberg 效应并不强烈, 渗透率曲线近似重合。当压力降至临界解吸压力时, 气体发生解吸, 基质收缩导致裂缝的渗透率又明显增大。直到后期压力降到较小水平, 此时 Klinkenberg 效应影响较大。也就是说, 当裂缝中的压力值较小时, 应该考虑 Klinkenberg 效应的影响。

4 结论

(1) Knudsen 扩散引起的原因是气体分子与孔道壁面的碰撞愈来愈强烈, 而 Fick 扩散是由于浓度差的作用。两者都可以使气体的视渗透率发生增大, 但两者的机理完全不同, 毫无关系。

(2) 在基质中同时考虑 Knudsen 扩散和 Fick 扩散的影响, 推导出基质中的视渗透率公式。认为: 在孔道半径较小时, Knudsen 扩散对渗透率影响较大; 在低压和基质渗透率较小的情况下, Fick 扩散对渗透率影响较大。

(3) 在裂缝中将 Klinkenberg 效应考虑进去, 修正了 P&M 模型。认为: 在初期裂缝压力较大时, Klinkenberg 效应影响较小, 可以不考虑; 但随着气

体的采出, 压力较小时, Klinkenberg 效应对裂缝渗透率有较大影响。

参考文献 (References):

- [1] Xiao Gang, Tang Ying. Shale Gas and its Exploration and Development[M]. Beijing: Higher Education Press, 2012: 25-53, 139. [肖钢, 唐颖. 页岩气及其勘探开发[M]. 北京: 高等教育出版社, 2012: 25-53, 139.]
- [2] Wang Weifeng, Liu Peng, Chen Chen, *et al.* The study of shale gas reservoir theory and resources evaluation[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(3): 429-438. [王伟峰, 刘鹏, 陈晨, 等. 页岩气成藏理论及资源评价方法[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(3): 429-438.]
- [3] Wu Shiyue. Research of Methane-Coaled Coupling Movement Theory and its Application: The Gas-Solid Coupling Movement Theory Considering Adsorption [M]. Beijing: Science Press, 2009: 28-37. [吴世跃. 煤层中的耦合运动理论及其应用——具有吸附作用的气固耦合运动理论[M]. 北京: 科学出版社, 2009: 28-37.]
- [4] Mazumder S, Scott M, Jiang J. Permeability increase in Bowen Basin coal as a result of matrix shrinkage during primary depletion[J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 96: 109-119.
- [5] Zheng S Y, Xue L L. Modelling and Simulation of a New Dual Porosity CBM Reservoir Model with an Improved Permeability Model through Horizontal Wells[R]. SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, 31 January-2 February, Muscat, Oman, SPE 141118, 2011.
- [6] Mehmani A, Prodanovi M, Javadpour F. Multiscale, multiphysics network modeling of shale matrix gas flows[J]. Transport in Porous Media, 2013, 99(2): 377-390.
- [7] Ertekin T, King G, Schwerer F. Dynamic gas slippage: A unique dual-mechanism approach to the flow of gas in tight formations[J]. SPE Formation Evaluation, 1986, 1(1): 43-52.
- [8] Ozkan E, Raghavan R, Apaydin O. Modeling of Fluid Transfer from Shale Matrix to Fracture Network[R]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 September, Florence, Italy, SPE 134830, 2010.
- [9] Gray I. Reservoir engineering in coal seams: Part 1—the physical process of gas storage and movement in coal seams[J]. SPE Reservoir Engineering, 1987, 2(1): 28-34.
- [10] Levine J R. Model study of the influence of matrix shrinkage on absolute permeability of coal bed reservoirs[J]. Geological Society, 1996, 109(1): 197-212.
- [11] Palmer I, Mansoori J. How Permeability Depends on Stress and Pore Pressure in Coalbeds: A New Model[R]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 6-9 October, Denver, Colorado, SPE 36737, 1996.
- [12] Javadpour F, Fisher D, Unsworth M. Nanoscale gas flow in shale gas sediments[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2007, 46(10): 55-61.

- [13] 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.
- [14] Wang F, Reed R. Pore Networks and Fluid Flow in Gas Shales [R]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October, New Orleans, Louisiana, SPE 124253, 2009.
- [15] Li Zhifeng, Li Zhiping, Miao Lili, *et al.* Gas flow characteristics in nanoscale pores of shale gas[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(5): 1042-1047. [李智锋, 李治平, 苗丽丽, 等. 页岩气藏纳米孔隙气体渗流特征分析[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(5): 1042-1047.]
- [16] Faruk C. A Triple-mechanism Fractal Model with Hydraulic Dispersion for Gas Permeation in Tight Reservoirs[R]. SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, 10-12 February, Villahermosa, Mexico, SPE 74368, 2002.
- [17] Freeman C M, Moridis G J, Blasingame T A. A numerical study of microscale flow behavior in tight gas and shale gas reservoir systems[J]. *Transport in Porous Media*, 2011, 90(1): 253-268.
- [18] Ziarani A S, Aguilera R. Knudsen's permeability correction for tight porous media[J]. *Transport in Porous Media*, 2012, 91(1): 239-260.
- [19] Klinkenberg L J. The permeability of porous media to liquids and gases[J]. *Drilling and Production Practice*, 1941.
- [20] Beskok A, Karniadakis G E. Report: A model for flows in channels, pipes, and ducts at micro and nano scales[J]. *Microscale Thermophysical Engineering*, 1999, 3(1): 43-77.
- [21] Chen Daixun. Gas slippage phenomenon and change of permeability when gas flows in tight porous media[J]. *Acta Mechanica Sinica*, 2002, 34(1): 96-100. [陈代珣. 渗流气体滑脱现象与渗透率变化的关系[J]. *力学学报*, 2002, 34(1): 96-100.]
- [22] Ertekin T, King G, Schwerer F. Dynamic gas slippage: a unique dual-mechanism approach to the flow of gas in tight formations[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1986, 1(1): 43-52.
- [23] Wang Jilin, Qin Yong, Fu Xuehai. Dynamic changes laws of the coal reservoirs permeability under the superimposition of multi influential factors[J]. *Journal of Coal Society*, 2012, 37(8): 1348-1353. [汪吉林, 秦勇, 傅雪海. 多因素叠加作用下煤储层渗透率的动态变化规律[J]. *煤炭学报*, 2012, 37(8): 1348-1353.]

The New Model for Matrix and Fracture Permeability in Shale Reservoir

JIANG Rui-zhong¹, WANG Yang¹, JIA Jun-fei², KONG Chui-xian²

(1. *China University of Petroleum (East China) School of Petroleum Engineering, Qingdao 266580, China;*

2. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina, Xinjian Oilfield Company, Karamay 834000, China)

Abstract: Permeability is an important physical parameter, which determines the fluid flow ability. Take shale reservoir matrix and fracture as the research object, combine the new research results from home and abroad, two kinds of diffusion in the matrix were presented; Knudsen diffusion and Fick diffusion. Knudsen diffusion is caused by the collisions between gas molecules and the hole wall while Fick diffusion is due to the effect of concentration difference. Taking two diffusion effects into account in the matrix, the new gas permeability model in the matrix was deduced to analyze the Knudsen diffusion and Fick diffusion effects on permeability in the matrix. To amend the P & M model, the Klinkenberg effect was also considered in the model, the permeability change model under the influence of different mechanisms were presented. And then the influence of the Klinkenberg effect on the permeability of fracture was analyzed. Results show that: (1) For matrix permeability model, when the pore radius is small, Knudsen diffusion has a great influence on permeability; Furthermore, the impact of Fick diffusion on matrix permeability is remarkable at low pressure and small matrix permeability. (2) For fracture permeability model, the impact of Klinkenberg effect emerges only at low pressure.

Key words: Apparent permeability; Knudsen diffusion; Fick diffusion; Klinkenberg effect; Correction