

页岩储层流动机制综述

于荣泽^{1,2}, 卞亚南¹, 张晓伟^{1,2}, 晏军¹, 赵寿元³, 林君⁴

1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007
2. 国家能源页岩气研发(实验)中心, 河北廊坊 065007
3. 中国石化胜利油田东辛采油厂, 山东东营 257094
4. 中国石油大庆油田有限责任公司第三采油厂, 黑龙江大庆 163000

摘要 为了研究页岩储层的流动机制,对国内外页岩气流动机理相关文献进行了广泛调研,详细阐述了解吸附、扩散和渗流的数学描述方法、影响因素、适用条件及存在的问题,为流动机制的深入研究提供参考。分析表明:气体在页岩储层中的流动主要经历解吸附、扩散和渗流3个过程。Langmuir等温吸附定律很好地描述了页岩气的解吸附规律,但在描述多组分气体解吸附时仍存在一定问题,需要进一步研究;Fick第二扩散定律能够准确地描述页岩气的扩散过程,如何划分渗流和扩散的流动区间并进行耦合还需进一步研究;气体在天然裂缝网络中的流动遵循滑脱效应的广义达西定律,在压裂诱导裂缝中的流动遵循Forchheimer定律;天然气在页岩储层的流动存在压敏、气水两相流动、温度变化引起的热效应、相变等多种流动机制,需要进一步研究。

关键词 页岩气;流动机制;解吸附;扩散;渗流

中图分类号 TE312

文献标识码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2012.24.013

A Review of Flow Mechanisms in Shale Gas Reservoir

YU Rongze^{1,2}, BIAN Yanan¹, ZHANG Xiaowei^{1,2}, YAN Jun¹, ZHAO Shouyuan³, LIN Jun⁴

1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development—Langfang, Langfang 065007, Hebei Province, China
2. National Energy Shale Gas R&D (Experiment) Centre, Langfang 065007, Hebei Province, China
3. Dongxin Oil Production Plant, Shengli Oilfield, Sinopec, Dongying 257094, Shandong Province, China
4. No.3 Oil Production Plant, Daqing Oilfield, PetroChina, Daqing 163000, Heilongjiang Province, China

Abstract This paper reviews the studies both at home and abroad of the gas flow mechanisms in shale gas reservoirs. The mathematical description methods, the influencing factors, the applicability and the disadvantages of the desorption, the diffusion and the seepage are analyzed. It is shown that the gas flow in the shale reservoir includes desorption, diffusion and seepage. The Langmuir isothermal adsorption law could describe the shale gas desorption accurately, but further researches are needed for the law to describe multi-component gas desorption. The Fick second diffusion law describes the gas diffusion in the matrix effectively, but the coupling between the diffusion and the seepage needs to be further studied. The gas seepage in the natural fractures follows the generalized Darcy's law with consideration of the slippage effect, and the gas seepage in the artificial fractures follows the Forchheimer equation. The pressure-sensitive effect, the two-phase flow of gas and water, the thermal effects, and the phase transition are the additional flow mechanisms in the shale gas reservoir that need to be further studied.

Keywords shale gas; flow mechanism; desorption; diffusion; seepage

0 引言

页岩气是指储集在富含有机质泥页岩中的非常规天然

气,一部分以游离或溶解状态赋存于孔隙和裂缝中,一部分吸附在有基质和黏土矿物的内表面,可以是生物成因、热解

收稿日期:2011-10-13;修回日期:2012-07-26

基金项目:国家重大科技专项(2011ZX05018-005)

作者简介:于荣泽,工程师,研究方向为页岩气开发,电子信箱:yurongze2011@163.com

成因或混合成因,在一定地质条件下聚集成藏并达到经济开采价值^[1]。其开发寿命长、清洁环保,但又面临成藏隐蔽、采收率不稳定、开发技术要求高、成本高的不利因素。研究表明^[2],全球页岩气资源量约为 $456 \times 10^{12} \text{m}^3$,美国、加拿大已在多个盆地进行了页岩气的商业性开采。中国页岩气远景资源量非常丰富^[3],约为 $100 \times 10^{12} \text{m}^3$,主要分布在四川盆地,勘探开发前景广阔。

页岩气藏与常规天然气藏最显著的区别在于它是一个“自生、自储”系统,且部分气体以吸附态存储于页岩基质中。页岩储层物性差,孔隙喉道半径已达纳米级,孔隙度约为 4%—6%,基质渗透率小于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,导致气体在页岩储层中的流动机制明显区别于常规气藏^[4]。气体在页岩储层中的流动主要经历 3 个过程^[5-9]:吸附在页岩储层基质表面的吸附气解吸附后形成自由气存储在基质孔隙中,基质孔隙中的自由气(包括游离态,溶解态气体和解吸附后形成的气体)向低压区(裂缝网络系统)扩散,天然裂缝和压裂诱导裂缝中的自由气以渗流的方式流向井底。目前国内在页岩气成藏机制、资源潜力等方面取得了巨大的进步,但在页岩储层流动机制等方面的研究相对较少。页岩储层流动机制的研究是页岩气藏产能预测、动态分析和气藏数值模拟的基础。为了研究天然气在页岩储层中的流动机制,对国内外页岩气流动机制相关文献进行了广泛的调研,从解吸,扩散和渗流 3 个方面综述了目前的数学描述方法,影响因素,适用条件和存在的问题,为流动机制的深入研究提供参考。

1 解吸附

页岩气与常规天然气藏最主要区别是页岩气以吸附态存储于页岩基质中。气体在页岩储层基质颗粒表面上的吸附主要受温度、压力、吸附物(气体类型和性质)、吸附体(储层类型,比表面积,固体吸附能力)的影响^[7-9]。对于给定的页岩气藏,吸附体和吸附物性质保持不变,气藏内温度变化范围较小,气体吸附量是压力的函数。在钻井、完井和开采过程中,孔隙压力下降,吸附在基质颗粒表面的气体开始解吸附。在平衡状态条件和特定温度条件下描述岩石表面气体吸附量的函数形式主要有 Henry 线性等温吸附定律、Freundlich 指数等温吸附定律和 Langmuir 等温吸附定律 3 种。

Henry 线性等温吸附函数^[5,10-11],在特定温度下固体颗粒表面的气体吸附量是压力的线性函数,随压力增加,气体吸附量增加。Henry 线性等温吸附函数的假设条件是吸附气体为理想气体,因此仅适用于低压条件下的很小范围内^[12]。式(1)给出了 Henry 线性等温吸附方程

$$V_E = V_H P \quad (1)$$

其中, V_E 为吸附气含量, m^3/t ; V_H 为 Henry 等温吸附常数, $\text{m}^3/(\text{t} \cdot \text{MPa})$; P 为自由气平衡压力, MPa 。

在特定温度下固体颗粒表面的气体吸附量和压力呈指数关系^[13-16],Freundlich 指数等温吸附定律为

$$V_E = V_F P^n \quad (2)$$

其中, V_F 为 Freundlich 吸附常数, $\text{m}^3/(\text{t} \cdot \text{MPa}^n)$ 。然而,当压力增至某个门限值后,气体吸附量随压力的增长趋势变缓^[17-20]。因此, Freundlich 指数等温吸附定律也仅在低压条件下的小范围内适用。

Langmuir^[21-22]提出单分子层等温吸附定律描述气体吸附和解吸附的平衡关系,其假设条件是压力降和气体解吸附过程同步,系统瞬间达到平衡状态。Langmuir 等温吸附定律为

$$V_E = \frac{V_L P}{P_L + P} \quad (3)$$

其中, V_L 为 Langmuir 体积,当固体表面被单层分子气体全部覆盖时所需要的气体体积,是吸附气的最大体积, m^3/t ; P_L 为 Langmuir 压力,气体吸附量达到最大吸附量 50% 时的压力, MPa 。低压条件下,气体吸附量随压力呈近似线性增长关系;高压条件下,气体吸附量无限接近 Langmuir 体积。页岩气大部分为甲烷,而页岩储层温度高于甲烷的临界温度 (-47.22°C),甲烷以单分子层形式吸附在页岩储层基质颗粒表面。因此, Langmuir 等温吸附定律适用于页岩气的吸附解吸附特性,目前主要应用其描述页岩气的吸附解吸附过程^[23-25]。推广到多组分气体解吸附问题的 Langmuir 等温吸附定律在页岩储层中也得到了应用。式(4)给出了多组分气体等温吸附方程

$$V_E = \frac{V_L B_i P y_i}{1 + \sum_{j=1}^n B_j P y_j} \quad (4)$$

其中, V_E 为指定组分气体的吸附量, m^3/t ; V_L 为指定气体组分的 Langmuir 体积常数, m^3/t ; B_i 为指定气体组分的 Langmuir 常数, $1/\text{MPa}$; y_i 为指定气体的物质的量含量。当混合气体组分中不同气体对应的 Langmuir 体积常数差别较大时,多组分 Langmuir 等温吸附公式的计算结果和实际存在一定偏差。

3 种等温吸附定律中, Henry 和 Freundlich 等温吸附定律仅在低压条件下小范围内适用,在实际应用中受到了一定限制。Langmuir 吸附等温定律适用范围广,很好地描述了页岩气的吸附解吸附规律。在多组分气体吸附解吸附中, Langmuir 吸附等温定律仍旧存在一定问题,需要进一步研究。

2 扩散

页岩气藏开发过程中,页岩储层的孔隙大小,形状,分布,连通性和组成是影响气体流动的重要因素。依据孔隙直径 d 大小^[26-27],将页岩储层基质孔隙划分为大孔隙 ($d > 10 \mu\text{m}$)、宏观孔隙 ($10 \mu\text{m} > d > 2.5 \mu\text{m}$)、细观孔隙 ($2.5 \mu\text{m} > d > 0.5 \mu\text{m}$)、微观孔隙 ($0.5 \mu\text{m} > d > 0.1 \mu\text{m}$)、纳米级孔隙 ($d < 0.1 \mu\text{m}$)。目前通用的划分扩散流动和黏性流动的参数是基于 Navier-Stokes 方程的 Knudsen 数^[28-29]。Knudsen 数是气体分子平均自由程和孔隙直径的比值,式(5)给出了其对应的数学方程

$$K_n = \frac{\lambda}{d} \quad (5)$$

其中, K_n 为 Knudsen 数,无量纲;气体平均自由程 λ 可表示为

$$\lambda = \frac{K_B T}{\sqrt{2} \pi \delta^2 P}$$

其中, K_B 为 Boltzmann 常数, $1.3805 \times 10^{-23} \text{J/K}$; T 为温度, K ; δ 是分子碰撞直径, m 。随温度降低, 压力和孔隙直径增大, Knudsen 数减小。

Knudsen 数反应了流动过程中黏性流动作用和扩散流动作用的比值。依据 Knudsen 数可以将扩散划分为分子扩散(体积扩散)、Knudsen 扩散和表面扩散^[30-32]。当分子的平均自由程远小于孔隙直径时, 分子扩散占据扩散的主导, 分子间的碰撞起主导作用; 当孔隙直径远小于分子的平均自由程时, Knudsen 扩散占据扩散的主导, 分子与孔隙壁的作用占主导; 当分子的平均自由程与孔隙直径相差不大时, 发生表面扩散(过渡扩散), 分子扩散和 Knudsen 扩散共同作用。

页岩储层中的扩散作用是指在浓度差的作用下, 游离页岩气从高浓度区域向低浓度区域运动, 即页岩气由基质向裂缝系统进行扩散, 当浓度区域平衡时, 扩散现象停止。依据扩散过程可以分为拟稳态扩散和非稳态扩散^[33-35]。拟稳态扩散过程遵循 Fick 第一扩散定律, 即单位时间内通过垂直于扩散方向的单位截面积的扩散物质流量(扩散通量)与该面积处的浓度梯度成正比。拟稳态扩散方程为

$$q_g = \frac{-DAZ_{sc}RT_{sc}}{P_{sc}} \frac{dC}{dx} \quad (6)$$

其中, q_g 为扩散流量, m^3/s ; D 为扩散系数, m^2/s ; A 为面积, m^2 ; Z_{sc} 为标况下气体压缩因子, 无量纲; R 为通用气体常数; T_{sc} 为标准温度, $^\circ\text{C}$; P_{sc} 为标准压力, MPa ; C 为物质的量浓度, mol/m^3 ; t 为时间, s 。非稳态扩散过程遵循 Fick 第二定律, 即扩散过程中扩散物质的浓度随时间变化, 可表示为

$$\frac{\partial C}{\partial t} = -\frac{DAZ_{sc}RT_{sc}}{P_{sc}} \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} \quad (7)$$

页岩气藏开发过程中, 基质内的天然气浓度会随开采时间变化, 因此非稳态扩散方程能更准确地描述页岩气的扩散过程。与常规气藏不同, 天然气在页岩储层中的流动属于扩散和渗流的共同作用。因此, 除对渗流和扩散过程进行数学描述外, 如何划分两者的流动区间并进行耦合还需要进一步研究。

3 渗流

页岩储层中的渗流作用是指在流动势作用下, 页岩气通过裂缝系统流向井底的过程。由于页岩储层极低的基质渗透率, 气体的渗流主要发生在由天然裂缝和压裂诱导裂缝构成的裂缝网络中。页岩储层中的气体渗流存在多种机制, 主要包括^[2]: 滑脱效应的广义达西渗流、高速 Forchheimer 流动、压敏效应等。

3.1 达西渗流

天然气在页岩储层天然裂缝中的流动遵循滑脱效应的广义达西定律。Klinkenberg^[36]指出同一岩石, 同一气体, 在不同的平均压力下测得的气体渗透率不同; 同一岩石, 同一平

均压力, 不同气体测得的渗透率不同; 同一岩石, 不同气体测得的渗透率和平均压力的直线关系交纵轴于一点, 该点(即平均压力无穷大)的气体渗透率与同一岩石的液体渗透率是等价的, 该点的渗透率为等价液体渗透率, 亦称 Klinkenberg 渗透率; 气体在岩石孔道中渗流时的滑脱效应是导致气体渗透率大于液体渗透率的根本原因。式(8)为考虑滑脱效应的广义达西方程^[37-38]:

$$V = \frac{K_{\infty}}{\mu} \left(1 + \frac{b}{P}\right) \nabla P \quad (8)$$

其中, V 为气体渗流速度, m/s ; K_{∞} 为 Klinkenberg 渗透率, m^2 ; b 为与岩石结构及气体分子平均自由程相关的系数, 亦称 Klinkenberg 系数, MPa ; μ 为气体黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$; \bar{P} 为平均孔隙压力, MPa 。

3.2 Forchheimer 流动

Forchheimer^[39]于 1901 年指出流体在多孔介质中的高速运动偏离达西定律, 并在达西方程中添加速度修正项以描述这一现象。天然气在页岩储层压裂诱导裂缝中的高速流动遵循 Forchheimer 定律^[40-45]。式(9)为考虑惯性效应的 Forchheimer 方程

$$-\nabla P = \frac{\mu}{K} V + \beta \rho V^2 \quad (9)$$

其中, ρ 为密度, kg/m^3 ; β 为 Forchheimer 系数, m^{-1} 。预测 Forchheimer 系数的模型可以分为单相流动和两相流动模型。两相流动模型中, 水的存在影响气体流动的有效迂曲度、孔隙度和气相渗透率。水力压裂措施在页岩储层中形成复杂的裂缝网络, 由于裂缝网络的复杂形状, 支撑裂缝、次级裂缝和基质具备不同的 Forchheimer 系数。目前, 页岩气的数值模拟中已经开始考虑 Forchheimer 流动规律。

除气体的解吸、扩散和渗流之外, 页岩储层的流动机制还包括流动气体流动过程中储层的压敏效应, 与含水饱和度相关的两相流动, 温度变化引起的热效应等^[46-51]。页岩储层压敏效应是指储层渗透率、孔隙度、总应力、有效应力、岩石属性(孔隙压缩性、基质压缩性、杨氏模量等)随应力变化而变化, 主要考虑储层渗透率、孔隙度随压力的变化。两相流动是指含水储层气水相对渗透率、毛管力作用、相变、黏土膨胀等作用。其中黏土膨胀作用可以在气水相对渗透率和毛管力中应用不同的数学方程进行描述。温度变化引起的热效应可以通过 Peng-Robinson 状态方程^[49]进行考虑。

4 结论

(1) 天然气在页岩储层中的流动主要划分为解吸附, 扩散和渗流 3 个过程。Langmuir 吸附等温定律很好地描述了页岩气的吸附解吸附规律, 但在描述多组分气体吸附解吸附时仍存在一定问题, 需要进一步研究。Fick 第二定律能够准确描述页岩气的扩散过程, 如何划分两者的流动区间并进行耦合还需进一步研究。气体在天然裂缝网络中的流动遵循滑脱效应的广义达西定律, 在压裂诱导裂缝中的流动遵循 Forch-

heimer 定律。

(2) 天然气在页岩储层的流动存在压敏,气水两相流动,温度变化引起的热效应,相变等多种流动机制,需要进一步研究。

参考文献 (References)

- [1] 刘洪林,王红岩,刘人和,等. 中国页岩气资源及其勘探潜力分析[J]. 地质学报, 2010, 84(9): 1374-1378.
Liu Honglin, Wang Hongyan, Liu Renhe, et al. *Acta Geologica Sinica*, 2010, 84(9): 1374-1378.
- [2] 赵晨光,刘继东,刘计国,等. 非常规天然气系统及其在中国的勘探前景[J]. 石油天然气学报, 2009, 31(3): 193-195.
Zhao Chenguang, Liu Jidong, Liu Jiguo, et al. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2009, 31(3): 193-195.
- [3] 雷群,王红岩,赵群,等. 国内外非常规油气资源勘探开发现状及建议[J]. 天然气工业, 2008, 28(12): 7-10.
Lei Qun, Wang Hongyan, Zhao Qun, et al. *Natural Gas Industry*, 2008, 28(12): 7-10.
- [4] 段永刚,魏明强,李建秋,等. 页岩气藏渗流机理及压裂井产能评价[J]. 重庆大学学报, 2011, 34(4): 62-66.
Duan Yonggang, Wei Mingqiang, Li Jianqiu, et al. *Journal of Chongqing University*, 2011, 34(4): 62-66.
- [5] King G R. Material-balance techniques for coal-seam and devonian shale gas reservoirs with limited water influx [J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1993, 8(1): 67-72.
- [6] Schettler P D, Parmely C R, Juniata C. Gas storage and transport in Devonian shales[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1989, 4(3): 371-376.
- [7] Lane H S, Watson A T, Lancaster D E. Identifying and estimating desorption from Devonian shale gas production data [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, October 8-11, 1989. doi: 10.2118/19794-MS.
- [8] Perkins T K, Johnston O C. A review of diffusion and dispersion in porous media [J]. *SPE Journal*, 1963, 3(1): 70-84.
- [9] Kolesar J E, Ertekin T, Obut S T. The unsteady-state nature of sorption and diffusion phenomena in the micropore structure of coal Part I-Theory and mathematical formulation [J]. *SPE Formation Evaluation*, 1990, 5(1): 81-88.
- [10] Cole M W, Holter N S, Pfeifer P. Henry's law of adsorption on a fractal surface[J]. *Physical Review B, Condensed Matter and Materials Physics*, 1986, 33(12): 8806-8809.
- [11] Dewulf J, Drijvers D, Langenhove V. Measurement of Henry's law constant as function of temperature and salinity for the low temperature range [J]. *Atmospheric Environment*, 1995, 29(3): 323-331.
- [12] Dorris G M, Gray D G. Adsorption of n-alkanes at zero surface coverage on cellulose paper and wood fibers [J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 1980, 77(2): 353-362.
- [13] Sheindorf C, Rebhun M, Sheintuch M. A Freundlich-type multicomponent isotherm [J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 1981, 79(1): 136-142.
- [14] Sheindorf C, Rebhun M, Sheintuch M. Organic pollutants adsorption from multicomponent systems modeled by Freundlich type isotherm [J]. *Water Research*, 1982, 16(3): 357-362.
- [15] Freundlich H. Second liversidge lecture. Surface forces and chemical equilibrium[J]. *Journal of the Chemical Society (Resumed)*, 1930, 164-179.
- [16] Reed B E, Matsumoto M R. Modeling cadmium adsorption by activated carbon using the Langmuir and Freunlich isotherm [J]. *Separation Science and Technology*, 1993, 28(13-14): 2179-2195.
- [17] Cipolla C L, Lolon E P, Erdle C J, et al. Reservoir Modeling in Shale-Gas Reservoirs [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2010, 13(4): 638-653.
- [18] Kolesar J E, Ertekin T, Obut S T. The unsteady-state nature of sorption and diffusion phenomena in the micropore structure of coal: Part 2-Solution [J]. *SPE Formation Evaluation*, 1990, 5(1): 89-97.
- [19] Anbarci K, Ertekin T. A simplified approach for in-situ characterization of desorption properties of coal seams [C]. Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, April 15-17, 1991. doi: 10.2118/21808-MS.
- [20] Cui X, Bustin A M M, Bustin R M. Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: Different approaches and their applications[J]. *Geofluids*, 2009, 9(3): 208-223.
- [21] Langmuir I. The constitution and fundamental properties of solids and liquids. Part I. Solids [J]. *Journal of the American Chemical Society*, 1916, 38(11): 2221-2295.
- [22] Langmuir I. The constitution and fundamental properties of solids and liquids. Part II. Liquids [J]. *Journal of the American Chemical Society*, 1917, 39(9): 1848-1906.
- [23] 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.
- [24] Freeman C M, Moridis G, Ilk D, et al. A numerical study of transport and storage effects for tight gas and shale gas reservoir system [C]. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, June 8-10, 2010. doi: 10.2118/131583-MS.
- [25] Freeman C M, Moridis G, Ilk D, et al. A numerical study of performance for tight gas and shale gas reservoir systems [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, October 4-7 2009. doi: 10.2118/124961-MS.
- [26] Kolodzie S J. Analysis of pore throat size and use of Waxman-Smit to determine OOIP in Spindle Field, Colorado [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, September 21-24, 1980. doi: 10.2118/9382-MS.
- [27] Pittman E D. Relationship of Porosity and Permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone [J]. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1992, 76(2): 191-198.
- [28] Bird G A. Molecular gas dynamics and the direct simulation of gas flows [M]. Oxford: Oxford University Press, 1994.
- [29] Hadjiconstantinou N G. The limits of Navier-Stokes theory and Kinetic extensions for describing small-scale gaseous hydrodynamics [J]. *American Institute of Physics, Physics of Fluids*, 2006, 18(11): 111301-111320.
- [30] Thimons E D, Kissell F N. Diffusion of methane through coal [J]. *Fuel*, 52(4): 274-280.
- [31] Kucuk F, Sawyer W K. Transient flow in naturally fractured reservoirs and its application to Devonian gas shales [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, September 21-24, 1980. doi: 10.2118/9397-MS.
- [32] Smith D M, Williams F L. Diffusion effects in the recovery of methane from coalbeds[J]. *SPE Journal*, 1984, 24(5): 529-535.
- [33] Kuuskraa V A, Sedwick K. Technically recoverable Devonian shale gas

- in Ohio, West Virginia, and Kentucky [C]. SPE Eastern Regional Meeting, Morgantown, November 6-8, 1985. doi: 10.2118/14503-MS.
- [34] Soeder D J. Porosity and permeability of eastern Devonian gas shale [J]. *SPE Formation Evaluation*, 1988, 3(1): 116-124.
- [35] Shi J Q, Durucan S. Modeling of mixed-gas adsorption and diffusion in coalbed reservoirs [C]. SPE Unconventional Reservoirs Conference, Keystone, February 10-12, 2008. doi: 10.2118/114197-MS.
- [36] Klinkenberg L J. The permeability of porous media to liquid and gases [C]. *Drilling and Production Practice* 1941. Washington D C: American Petroleum Institute, 1941: 41-200.
- [37] Florence F A, Rushing J A, Newsham K E, et al. Improved permeability prediction relations for Low permeability sands [C]. Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium, Denver, April 16-18, 2007. doi: 10.2118/107954-MS.
- [38] 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.
- [39] Forchheimer P. Wasserbewegung durch Boden [J]. *Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieure*, 1901, 45: 1782-1788.
- [40] Macini P, Mesini E, Viola R. Non-Darcy flow: laboratory measurements in unconsolidated porous media [C]. Europec/EAGE Conference and Exhibition, Rome, June 9-12 2008. doi: 10.2118/113772-MS.
- [41] Kutason I M. Equation predicts non-Darcy flow coefficient [J]. *Oil & Gas Journal*, 1993, 91(11): 66-67.
- [42] Frederick Jr D C, Graves R M. New correlations to prediction non-Darcy flow coefficient at immobile and mobile water saturation [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, September 25-28, 1994. doi: 10.2118/28451-MS.
- [43] Cooke Jr C E. Conductivity of fracture proppants in multiple layers [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1973, 25(9): 1101-1107.
- [44] Schepers K C, Gonzalez R J, Koperna G J, et al. Reservoir modeling in support of shale gas exploration [C]. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena de Indias, May 31 - June 3, 2009. doi: 10.2118/123057-MS.
- [45] Cipolla C L, Lolon E P, Erdle J C, et al. Modeling well performance in shale-gas reservoirs [C]. SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Abu Dhabi, October 19-21, 2009. doi: 10.2118/125532-MS.
- [46] Davies J P, Davies D K. Stress-dependent permeability: Characterization and modeling [J]. *SPE Journal*, 2001, 6(2): 224-235.
- [47] Reyes L, Osisanya S O. Empirical correlation of effective stress dependent shale rock properties [J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2002, 41(12): 1-18.
- [48] McKee C R, Bumb A C, Koenig R A. Stress-dependent permeability and porosity of coal and other geologic formations [J]. *SPE Formation Evaluation*, 1988, 3(1): 81-91.
- [49] Peng D Y, Robinson D B. A new two-constant equation of state [J]. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 1976, 15(1): 59-64.
- [50] Roy S, Raju R, Helen F, et al. Modeling gas flow through microchannels and nanopores [J]. *Journal of Applied Physics*, 2002, 93(8): 4870-4879.
- [51] Wang F P, Reed R M, John A, et al. Pore Networks and fluid flow in gas shales [C]. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, October 4-7, 2009. doi: 10.2118/124253-MS.

(责任编辑 刘志远)

·学术动态·

“第八届环境与发展论坛”征文

由中华环保联合会、联合国环境规划署联合主办,中华环保联合会承办的“第八届环境与发展论坛”将于2012年11月8-10日在浙江省义乌市举行。同期还将举办“第五届中国(国际)建设环境友好型社会成果展览会”。本届论坛以“以环境保护优化经济发展 促进经济结构调整和环境质量改善”为主题。

征稿范围:1) 源头把关,强化环境规划;2) 严格环评制度和“三同时”制度,实行污染物排放总量、环境容量和质量的统一监管;3) 立足于治,着眼于防,坚持环境倒逼机制;4) 严格法治环保,严惩违法排污;5) 严格环境目标责任,强化环境保护意识。

全文截稿日期:2012年10月5日

联系电话:010-51230009,51230018

电子邮箱:lunwen2012@acef.com.cn

会议网站:<http://www.acef.com.cn/tzl/hbz/43176.shtml>