

煤岩气水相对渗透率研究进展与展望

孟艳军^{1,2}, 汤达祯^{1,2}, 许 浩^{1,2}, 申文敏^{1,2,3}, 赵俊龙^{1,2}

(1. 中国地质大学(北京) 能源学院 北京 100083; 2. 煤层气国家工程中心煤储层实验室 北京 100083;
3. 北京航天勘察设计研究院有限公司 北京 100071)

摘要: 针对煤岩气水相对渗透率对煤层气开发地质研究领域的重要作用, 基于系统的文献调研, 对煤岩气水相对渗透率确定方法、国内外煤岩气水相对渗透率研究进展、影响因素与试验限制条件进行了总结和分析。针对目前各类煤层气的相对渗透率确定方法的局限性和研究的滞后性, 指出影响煤岩气水相对渗透率的煤岩物性因素和制约煤岩气水相对渗透率研究的试验条件。最后, 提出了未来煤岩气水相对渗透率领域需要加强研究的方面, 以期为未来煤层气高效开发提供相关参考。

关键词: 煤层气开发; 煤岩气水相对渗透率; 间接计算法; 直接测定法

中图分类号: P618. 13; TE375 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-2336(2014)08-0051-05

Progress and Prospect of Gas-Water Relative Permeability of Coal and Rock

MENG Yan-jun^{1,2}, TANG Da-zhen^{1,2}, XU Hao^{1,2}, SHEN Wen-min^{1,2,3}, ZHAO Jun-long^{1,2}

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China; 2. Coal Reservoir Laboratory of National CBM Engineering Center, Beijing 100083, China; 3. Beijing Aerospace Geotechnical Engineering Institute Co. Ltd., Beijing 100071, China)

Abstract: According to the important effects of gas-water relative permeability of coal and rock in the field of coalbed methane development geology, based on systematic literatures review, methods of gas-water relative permeability of coal and rock determination, the research progress both at home and abroad, influencing factors and experimental conditions were summarized and analyzed in this paper. In view of limitations in various methods and hysteretic research status, the influencing factors and restricting experimental conditions for gas-water relative permeability of coal and rock were pointed out. Besides, some important directions for further studies of gas-water relative permeability of coal and rock were proposed aiming at providing reference information for coalbed methane effective development in future.

Key words: coalbed methane development; gas-water relative permeability of coal and rock; indirect calculation method; direct determination methods

0 引言

煤层气是我国重要的非常规天然气资源, 地质储量居世界第3位^[1]。2011年我国煤层气产量首次突破百亿立方米, 标志着我国煤层气产业进入了高速发展的初期阶段^[2]。煤层气的大规模商业开发, 需利用数值模拟软件对煤层气藏生产过程的气水产出规律进行预测。气水相对渗透率参数是煤储层模拟评价和煤层气井产出动态预测的关键参数之

一^[3]。以往煤层气领域的研究主要侧重于煤层气资源评价与预测、煤储层静态描述与评价、煤储层绝对渗透率动态预测、煤层气井产能地质控制因素和煤层气井开发技术等方面^[4-8], 而针对煤层气井产能过程相对渗透率变化特征的深入研究较少。由于煤岩特性与试验条件等方面的限制, 多年来煤岩气水相对渗透率研究进展比较缓慢, 特别是国内相关研究甚少, 在一定程度上制约了煤层气资源高效开发。笔者在详细调研煤岩气水相对渗透率确定方法

收稿日期: 2014-03-12; 责任编辑: 杨正凯 DOI: 10.13199/j.cnki.cst.2014.08.014

基金项目: 国家重点基础研究发展计划(973计划)资助项目(2009CB219600); 国家自然科学基金资助项目(41272175); 国家科技重大专项资助项目(2011ZX05062-01)

作者简介: 孟艳军(1987—), 男, 山西晋中人, 博士研究生。Tel: 13810421476, E-mail: mengyanjun15@126.com

引用格式: 孟艳军, 汤达祯, 许 浩等. 煤岩气水相对渗透率研究进展与展望[J]. 煤炭科学技术, 2014, 42(8): 51-55.

MENG Yan-jun, TANG Da-zhen, XU Hao et al. Progress and Prospect of Gas-Water Relative Permeability of Coal and Rock [J]. Coal Science and Technology, 2014, 42(8): 51-55.

和国内外研究进展的基础上,指出了煤岩气水相对渗透率影响因素和试验限制条件,并对今后煤岩气水相对渗透率研究的重要方向进行了总结与展望。

1 煤岩气水相对渗透率确定方法

1.1 直接测定法

煤岩气水相对渗透率定义为有效渗透率与绝对渗透率的比值^[9],目前,直接测定煤岩气水相对渗透率通常采用常规油气行业砂岩或碳酸盐岩样品的气水相对渗透率测试方法。实验室直接测定气水相对渗透率的方法主要有稳态法和非稳态法2种。

1) 稳态法。稳态法由 Hassler^[10]提出,并由 Morse 等^[11]进行了改进。该方法基于达西定律,将气和水按一定流量比例同时恒速注入岩样,当进出口压力及气水流量稳定时,测定进出口压力及气水流量,计算气水相对渗透率以及岩样含水饱和度,并绘制气水相对渗透率曲线。稳态法的优点在于饱和度数据范围相对于非稳态法更加宽广,而且该方法不需要对岩心孔隙度进行单独测定。但稳态法由于操作较复杂,要求样品具有较高的绝对渗透率,且耗时较长,因此通常更适用于砂岩与碳酸盐岩心样品。

2) 非稳态法。非稳态法由 Rapoport 等^[12]提出,由 Johnson 等^[13]进行改进。非稳态法测定气水相对渗透率是以一维两相对渗透率流理论和气体状态方程为依据,利用非稳态恒压法进行岩样气驱水试验,记录气驱水过程中岩样出口端各个时刻的产气量和两端压差等数据,用 Johnson-Bosslex-Naumann 方法计算岩样的气水相对渗透率和对应的含水饱和度,并绘制气水相对渗透率曲线。相对于稳态法,非稳态法的优点在于操作简单,对岩心绝对渗透率要求较低,测定时间较短,因此该方法被广泛应用于低渗透岩心的气水相对渗透率测定。但非稳态法得到的饱和度数据范围较窄,不能得到完整的相对渗透率曲线,曲线端部取值点需通过推测得到。稳态法与非稳态法测定气水相对渗透率对比见表1。

表1 稳态法和非稳态法测定气水相对渗透率对比

参数	稳态法	非稳态法
岩心尺寸	$\phi 2.5 \text{ cm} \times 7.5 \text{ cm}$	$\phi 5 \text{ cm} \times 10 \text{ cm}$
测定范围/(10^{-15} m^2)	0.5~1 000	>0.01
基础理论	Darcy 定律	Buckley-Leverett 方程
操作难易程度	复杂	相对简单
测定时间	较长	较短
饱和度范围	较宽	较窄
结果可靠程度	较好	较差

1.2 间接计算法

油气田通常采用试验测定法直接获得煤岩气水相对渗透率曲线。但由于仪器和技术条件的限制,低渗透层(如煤层)相对渗透率很难大量准确直接获得,因此,许多学者着手研究间接的获取方法。目前常用的气水相对渗透率间接计算方法有3类:毛细管压力法、经验公式法和生产数据法。

1) 毛细管压力法。多年来,许多学者提出了基于毛细管压力计算相对渗透率的数学公式。Gardescu^[14]试验研究发现多孔介质中两相流动时,会降低各相的渗透性,并将其归因于贾敏效应(实质为毛细管压力作用)。之后,学者们对毛细管压力与两相对渗透率流规律间的关系进行了大量试验研究。Purcell^[15]根据毛细管束模型研究了水银毛细管压力与渗透率的经验关系。Fatt 等^[16]对 Purcell 模型进行修正并建立了 Fatt 模型。Burdine^[17]在引入迂曲度的基础上,建立了 Burdine 模型。文献[18~20]先后利用毛细管压力曲线计算了绝对和相对渗透率。近年来,随着分形几何学在油层物理等方面的应用,一种基于孔喉结构分形维数的相对渗透率计算方法也开始得到应用^[21~23]。目前煤层气行业相对渗透率模拟模型主要采用这些方法,但适用条件和应用效果有待验证。

2) 经验公式法。在常规油气领域,学者们根据大量相对渗透率实测资料,通过数值模拟和数理统计方法,得到一些计算相对渗透率的经验公式,包括油-气-油、气-水-油、油-气-水相对渗透率计算公式,如文献[18,24]的经验公式。这些公式都是在砂岩或碳酸盐岩油藏相对渗透率基础上得到的,因此模拟煤岩气水相对渗透率时有很大局限性。

3) 生产数据法。生产数据法是利用煤层气井生产数据资料求解煤层平均相对渗透率。计算方法主要有物质平衡法、历史拟合法和产量数据计算法等^[25~26]。Honarpour 等^[24]研究常规油气时发现,生产数据法和试验法得到的相对渗透率常不相符,因为计算的储层情况与试验样品情况有很大差异,而且生产数据的准确性以及假设条件也会对计算结果有影响。

2 煤岩气水相对渗透率研究进展

目前,相对渗透率研究已被广泛应用于常规油气开发领域。而在煤层气领域,由于煤岩物性等方面的制约,尽管煤岩气水相对渗透率对于煤层气开发十分重要,但相关研究仍然相对较少,且缺乏系统性和权威性,特别是在国内相关文献甚少。

2.1 国外煤岩气水相对渗透率研究进展

美国是最早开展煤岩气水相对渗透率研究的国家。20世纪70年代以来,美国学者先后对美国煤样开展了气水相对渗透率研究。近年来,加拿大等国学者也在煤岩气水相对渗透率方面进行了研究。这些研究主要围绕煤岩气水相对渗透率测定和模拟计算展开。从国内外来看,前人对煤岩气水相对渗透率的研究主要如下:

Dabbous等^[27]和Jones等^[28]先后采用稳态法开展了煤岩气水相对渗透率测定试验,结果表明,有效应力增大会降低煤岩气水相对渗透率,束缚水饱和度条件下的煤岩气相有效渗透率对产能至关重要。Puri等^[29]和Paterson等^[30]先后采用非稳态法开展了煤岩气水相对渗透率测定试验,结果表明,煤岩普遍具有高残余水饱和度和低气相相对渗透率。Gash^[31]和Hyman等^[32]先后同时采用稳态法和非稳态法开展了煤岩气水相对渗透率测定试验,结果表明,在试验误差内,稳态法和非稳态法测定的相对渗透率曲线是类似的,但气相曲线却有较大偏差;非稳态法的结果可信度较高。Ham等^[33]认为煤岩润湿性的变化,是稳态法和非稳态法测定结果差异的重要原因之一。文献[25~26,34~35]先后通过历史拟合法获取煤岩气水相对渗透率曲线,发现该方法获得的煤岩气水相对渗透率曲线与实验室测得的有很大不同,其认为是试验室常规岩心柱不能反映煤层天然裂缝所致。文献[36~37]综合开展了不同气体非稳态法煤岩气水相对渗透率试验,以及压汞毛细管压力、X衍射、核磁共振、CT扫描和扫描电镜等试验来定量表征煤岩孔隙结构、孔径及割理分布等对煤岩气水相对渗透率的影响,结果表明,煤岩孔隙结构的非均质性很强,对煤岩气水相渗曲线形态有很大的影响;不同气体测得的煤岩气水相渗曲线也有差异。

虽然国外学者对煤岩气水相对渗透率开展了大量研究,但这些研究中仍存在不少问题:①针对不同地区煤样,不同研究者采用不同方法得到的煤岩气水相对渗透率结果千差万别,可对比性差;②稳态法与非稳态法的适用性条件在实际操作中并不明确,试验条件、制样过程和样品规格等缺乏相对统一的规范,严重影响试验结果的可信度;③试验样品数量普遍较少,增加了结果的随机性;④间接计算法与直接测定法结果差异巨大,其主要原因与相对对策尚不明确;⑤针对不同煤阶与结构类型煤样的系统煤岩气水相对渗透率实验有待开展。

2.2 国内煤岩气水相对渗透率研究进展

相对于国外,国内煤层气水相对渗透率研究较

晚,研究成果也相对较少。20世纪90年代末以来,国内才有少数学者对中国煤样开展了气水相对渗透率研究,这些研究主要以煤岩气水相对渗透率试验为主。

侯瑞云^[38]首次探讨了煤岩孔隙度、气水相对渗透率特征及其测定方法,指出了试验的难点和问题,但没有开展煤岩气水相对渗透率试验。程菊秋^[3]在国内首次实现了非稳态法煤岩气水相对渗透率测定。文献[39~40]先后采用稳态法开展了煤岩气水相对渗透率测试,并研究了各向异性的影响。结果表明,煤岩气水有效渗透率随有效应力的增加而降低;煤层层理方向渗透率最高,垂直层理方向最低。潘一山等^[41]首次将核磁共振(NMRI)成像技术引入煤岩气水相对渗透率研究领域,通过气驱水和水驱气NMRI试验实时观测了气水流动规律。Shen等^[42]对山西不同煤阶煤样采用稳态法开展了煤岩气水相对渗透率试验,探讨了不同煤阶储层的有效渗透性特征、影响因素及随含气饱和度的变化规律。由于试验设备等因素的制约,国内能够开展煤岩气水相对渗透率试验的单位极其稀少,试验结果差异也很大,尚处于探索阶段,试验规范并不统一,部分研究成果可靠程度也值得商榷。此外,国外学者普遍针对中低煤阶原生结构煤样开展试验,而我国高煤阶煤和构造煤大量发育,其煤岩气水相对渗透率更加复杂,相关试验研究具有很大的挑战性。

3 煤岩气水相对渗透率影响因素及试验限制条件

3.1 煤岩气水相对渗透率影响因素

煤岩气水相对渗透率主要受煤岩和流体特征共同控制。凡是影响煤岩绝对渗透率的因素,都会对煤岩气水相对渗透率产生影响。从地质条件来看,地质构造、应力状态、煤层埋深、煤体结构、煤岩煤质特征、煤阶及孔裂隙结构等都会不同程度地影响煤层渗透率^[43~44];从生产过程来看,有效应力效应、基质收缩效应和滑脱效应会导致煤层渗透率的动态变化^[45~46]。以上这些因素会间接影响煤岩气水相对渗透率。从流体和煤岩相互作用来看,流体类型、煤岩润湿性、煤岩矿物种类与含量和煤岩毛细管压力特征等都会直接影响煤岩气水相对渗透率。

3.2 煤岩气水相对渗透率试验限制条件

在常规油气领域,相对渗透率参数与曲线通常可通过试验直接测定。然而,对于煤岩,由于其具有许多特性,给相对渗透率试验带来很大困难。

1) 煤岩气水相对渗透率过低。目前对于中、高渗透储层岩样的相对渗透率研究较多,测试方法也

较成熟;但对低渗油气藏的相对渗透率研究较少,对煤岩气水相对渗透率研究更少。已有研究主要对煤岩气水相对渗透率曲线形状做定性描述,很少考虑测试相对渗透率曲线的精度,特别是对于端点值(束缚水饱和度和残余气饱和度),因此不能很好地解释不同渗透率煤样测试的煤岩气水相对渗透率曲线之间的相互关系。这是由于特低渗透岩样驱替难度大、测试流量小、测试时间长、流体挥发多等因素给测试结果带来较大的偏差。这一点也是制约煤岩气水相对渗透率研究进展主要的因素。

2) 煤样末端效应严重。煤岩气水相对渗透率试验中,岩心端面由于毛细管孔道突然失去连续性,而引起距岩心端面一定范围内湿相饱和度偏高和出口见水出现短暂滞后的现象,称为末端效应。煤层作为低渗储层,非均质性很强,会导致煤岩气水相对渗透率试验中产生严重的末端效应,影响测量结果的精度。通常实验室采用以下方法减少其影响:
①增大流速;
②增加岩心长度;
③三段岩心法。但这些方法如控制不当,会对试验结果产生更为严重的影响(速敏、驱替困难、气体窜流等)。

3) 煤样其他特性复杂。由于煤岩的脆塑性、润湿性和吸附性等因素的影响,在煤岩气水相对渗透率实验中必须妥善处理煤样保存、制备、测试步骤及数据处理等环节。
①煤岩性脆,极易破碎,失水风化变干会破坏煤的原始孔隙结构,因此,用于气水相对渗透率及割理孔隙度测试的煤样应妥善保存。
②煤岩塑性、应力敏感性较强,因此测试过程必须模拟储层压力条件。
③测试过程应模拟煤层中气、水产出顺序。
④煤层对甲烷具有很强的吸附能力,相对渗透率测试中甲烷的解吸也会对结果产生影响。

4 研究与展望

煤岩气水相对渗透率确定的直接测定法有稳态法和非稳态法,间接计算法有毛细管压力法、经验公式法和生产数据法等。国外煤岩气水相对渗透率研究较早,主要围绕煤岩气水相对渗透率测定展开。国内仅有少数学者开展了煤岩气水相对渗透率试验,且普遍缺乏规范性和系统性。煤岩气水相对渗透率受煤岩和流体特征共同控制。煤岩特殊性和滞后的试验条件是制约煤岩气水相对渗透率研究的主要因素。

随着煤层气产业的发展,煤岩气水相对渗透率研究亟待加强。
①煤岩特性制约了气水相对渗透率测定的难度与精度。常规油气相对渗透率试验设备、方法和标准并不适用于煤层。一种综合考虑煤层特性的新型煤岩气水相对渗透率试验装置及相关

标准有待研制和制定。
②由于煤岩气水相对渗透率试验难度很大,可以考虑用间接计算法模拟得到。目前常规油气的模拟公式并不适用于煤层,因此新的煤岩气水相对渗透率计算模型有待提出。
③注二氧化碳提高煤层气采收率逐渐成为热点。煤层注入二氧化碳后,气水相对渗透率特征更加复杂,相应的试验设备和模拟计算理论也有待研究。

参考文献:

- [1] 宁宇.我国煤矿区煤层气开发利用技术进展[J].煤炭科学技术,2013,41(1):12-15.
- [2] 秦勇,袁亮,胡千庭等.我国煤层气勘探与开发技术现状及发展方向[J].煤炭科学技术,2012,40(10):1-6.
- [3] 程菊秋.煤岩气水相对渗透率的测定方法研究[J].焦作工学院学报·自然科学版,2001,20(3):199-201.
- [4] 车长波,杨虎林,李富兵等.我国煤层气资源勘探开发前景[J].中国矿业,2008,17(5):1-4.
- [5] 刘大锰,姚艳斌,蔡益栋等.煤层气储层地质与动态评价研究进展[J].煤炭科学技术,2010,38(11):10-16.
- [6] 邓泽,康永尚,刘洪林等.开发过程中煤储层渗透率动态变化特征[J].煤炭学报,2009,34(7):947-951.
- [7] 王向浩,王延斌,袁钧等.煤层气资源赋存条件与垂直井产能关系研究[J].煤炭科学技术,2012,40(12):104-107.
- [8] 宋岩,张新民,柳少波.中国煤层气基础研究和勘探开发技术创新[J].天然气工业,2005,25(1):1-7.
- [9] Seidle J. Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering [M]. Oklahoma: PennWell Books, 2011: 166-172.
- [10] Hessler G L. Method and Apparatus for Permeability Measurements, U S: US2345935 [P]. 1944-01-01.
- [11] Morse R A, Terwilliger P L, Yuster S T. Relative Permeability Measurements on Small Core Samples [J]. The Procedures Monthly, 1947, 8: 19-25.
- [12] Rapoport L A, Leas W J. Relative Permeability to Liquid in Liquid-gas Systems [J]. Journal of Petroleum Technology, 1951, 3(3): 83-98.
- [13] Johnson E F, Bossler D P, Naumann V O. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments [J]. Trans. AIME, 1959, 216: 370-372.
- [14] Gardescu I I. Behavior of Gas Bubbles in Capillary Spaces [M]. New York: American Institute of Mining and Metallurgical Engineers, 1930.
- [15] Purcell W R. Capillary Pressures - their measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom [J]. Journal of Petroleum Technology, 1949, 1(2): 39-48.
- [16] Fatt I, Dykstra H. Relative Permeability Studies [J]. Journal of Petroleum Technology, 1951, 3(9): 249-256.
- [17] Burdine N T. Relative Permeability Calculations from Pore Size Distribution Data [J]. Journal of Petroleum Technology, 1953, 5(3): 71-78.
- [18] Corey A T. The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities [J]. Producers Monthly, 1954, 19(1): 38-41.
- [19] Pirson S J. Oil Reservoir Engineering [M]. New York: Mc Graw Hill, 1958.
- [20] Brooks R H. Properties of Porous Media Affecting Fluid Flow

- [C]//Journal of the Irrigation and Drainage Division. New York: Proceedings of the American Society of Civil Engineers , 1966: 61 – 88.
- [21] 贺承祖, 华明琪. 储层孔隙结构的分形几何描述 [J]. 石油与天然气地质, 1998, 19(1): 15 – 23.
- [22] Li K, Horne R N. Fractal Characterization of the Geysers Rock [C]//Proceedings of the GRC 2003 Annual Meeting. Morelia: [s. n.] 2003: 23 – 26.
- [23] 周克明, 张清秀, 王勤, 等. 利用分形模型计算气水相对渗透率 [J]. 天然气工业, 2007, 27(10): 88 – 89.
- [24] Honarpour M, Koederitz L F, Harvey A. Empirical Equations for Estimating Two – phase Relative Permeability in Consolidated Rock [J]. Journal of Petroleum Technology, 1982, 34(12): 2905 – 2908.
- [25] Clarkson C, Jordan C, Gierhart R, et al. Production Data Analysis of CBM Wells [C]//Society of Petroleum Engineers Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium. Colorado [s. n.], 2007: 311 – 325.
- [26] Clarkson C R, Rahmian M, Kantzas A, et al. Relative Permeability of CBM Reservoirs: Controls on Curve Shape [J]. International Journal of Coal Geology, 2011, 88(4): 204 – 217.
- [27] Dabbous M K, Reznik A A, Taber J J, et al. The Permeability of Coal to Gas and Water [J]. Old SPE Journal, 1974, 14(6): 563 – 572.
- [28] Jones A H, Bell G J, Schraufnagel R A. A Review of the Physical and Mechanical Properties of Coal with Implications for Coalbed Methane Well Completion and Production [C]//1988 Coalbed Methane San Juan Basin, Rocky Mountain Association of Geologists, Wyoming [s. n.] 1988: 169 – 182.
- [29] Purl R, Evanoff J C, Brugler M L. Measurement of Coal Cleat Porosity and Relative Permeability Characteristics [C]//Society of Petroleum Engineers Gas Technology Symposium. Houston [s. n.] 1991: 93 – 104.
- [30] Paterson L, Meaney K, Smyth M. Measurements of Relative Permeability, Absolute Permeability and Fracture Geometry in Coal [C]//1992 Coalbed Methane Symposium. Townsville [s. n.], 1992: 19 – 21.
- [31] Gash B W. Measurement of “Rock Properties” in Coal for Coalbed Methane Production [C]//Society of Petroleum Engineers 66th Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas [s. n.] 1991: 221 – 230.
- [32] Hyman L A, Brugler M L, Daneshjou D H, et al. Advances in Laboratory Measurement Techniques of Relative Permeability and Capillary Pressure for Coal Seams [J]. GRI Quarterly Review of Methane from Coal Seams Technology, 1992, 9(2): 9 – 16.
- [33] Ham Y S, Kantzas A. Measurement of Relative Permeability of Coal: Approaches and Limitations [C]//Society of Petroleum Engineers Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference. Alberta [s. n.] 2008: 16 – 19.
- [34] Young G B C, Paul G W. Reservoir Characterization of Mary Lee and Black Creek Coals at the Rock Creek Field Laboratory, Black Warrior Basin [R]. Chicago: Advanced Resources International, 1993.
- [35] Meaney K, Paterson L. Relative Permeability in Coal [C]//1996 Society of Petroleum Engineers Asia Pacific Oil & Gas Conference. Adelaide [s. n.] 1996: 231 – 236.
- [36] Ham Y, Measurement and Simulation of Relative Permeability of Coal to Gas and Water [D]. Alberta: University of Calgary, 2011.
- [37] Nourbakhsh A. Determination of Capillary Pressure, Relative Permeability and Pores Size Distribution Characteristics of Coal from Sydney Basin – Canada [D]. Nova Scotia: Dalhousie University, 2012.
- [38] 侯瑞云. 煤储层的孔隙度、相对渗透率特征及其测定方法 [J]. 石油实验地, 1996, 18(3): 331 – 335.
- [39] 王锦山. 煤层气矿藏中水 – 气两相流作用关系的基本理论及试验研究 [D]. 阜新: 辽宁工程技术大学, 2000.
- [40] 吕祥锋, 潘一山, 刘建军, 等. 煤层气 – 水两相流渗透率测定实验研究 [J]. 水资源与水工程学报, 2010, 21(2): 29 – 32.
- [41] 潘一山, 唐巨鹏, 李成全. 煤层中气水两相运移的 NMRI 试验研究 [J]. 地球物理学报, 2008, 51(5): 1620 – 1626.
- [42] Shen J, Qin Y, Wang X, et al. Relative Permeabilities of Gas and Water for Different Rank Coals [J]. International Journal of Coal Geology, 2011, 86: 266 – 275.
- [43] 傅雪海, 秦勇, 姜波, 等. 高煤级煤储层煤层气产能“瓶颈”问题研究 [J]. 地质论评, 2004, 50(5): 507 – 511.
- [44] 孟召平. 煤层气开发地质学理论与方法 [M]. 北京: 科学出版社, 2010.
- [45] Palmer I, Mansoori J. How Permeability Depends on Stress and Pore Pressure in Coalbed – A New Model [C]//Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition. Colorado [s. n.] 1996: 557 – 564.
- [46] Shi J Q, Durucan S. Changes in Permeability of Coalbeds During Primary Recovery – Part 1: Model Formulation and Analysis [C]//Proceedings of the 2003 Coalbed Methane Symposium. Alabama [s. n.] 2003: 341 – 345.