

修正岩石压缩系数的页岩气藏物质平衡方程及储量计算

刘波涛^{1,2}, 尹虎³, 王新海^{1,2,4}, 李清泉⁴

(1. 长江大学 油气资源与勘探技术教育部重点实验室, 湖北 荆州 434023; 2. 长江大学 计算机科学学院, 湖北 荆州 434023;
3. 延长油田股份有限公司 直罗采油厂, 陕西 延安 727500; 4. 中国石油大学 石油工程教育部重点实验室, 北京 102249)

摘要: 由于页岩气藏孔隙度变化与常规气藏孔隙度变化不一样, 受有效应力和基质收缩的耦合作用, 前者使孔隙度减小, 后者使孔隙度增加, 因此建立页岩气藏物质平衡方程时必须考虑二者的综合作用。从物质平衡原理出发, 运用 Bangham 固体变形理论、Langmuir 等温吸附模型, 推导出了修正岩石压缩系数的页岩气藏物质平衡方程, 并对方程线性化, 得到只含有原始游离气和原始吸附气的直线方程。代入实际生产数据, 求得关于线性方程的数据点, 并对数据点线性拟合, 其拟合方程的斜率是原始游离气的含量, 截距是原始吸附气的含量, 两者相加求得页岩气藏的原始地质储量。实例分析表明, 考虑基质收缩效应, 使得页岩压缩系数前期不断减小, 后期趋于稳定; 由于压缩系数的改变, 使得页岩气藏储层孔隙度的变化比常规气藏缓慢; 通过对页岩气藏岩石压缩系数的修正以及实际生产数据点的线性拟合, 求得页岩气藏中吸附气的含量增加, 游离气的含量减少, 页岩气藏总地质储量增大, 且与实际储量更加接近。

关键词: 压缩系数; 孔隙度; 物质平衡方程; 储量计算; 页岩气

中图分类号: TE155

文献标识码: A

Material balance equation with revised rock compressibility for shale gas reserve calculation

Liu Botao^{1,2}, Yin Hu³, Wang Xinhai^{1,2,4}, Li Qingquan⁴

(1. Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil and Gas Resources, Ministry of Education, Yangtze University, Jingzhou, Hubei 434023, China; 2. College of Computer Science, Yangtze University, Jingzhou, Hubei 434023, China;
3. Zhiluo Oil Production Plant, YanChang Oilfield Co., Ltd., Yan'an, Shaanxi 727500, China;
4. Key Laboratory for Petroleum Engineering of Ministry of Education, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: As shale gas reservoirs have different change pattern of porosity with conventional gas reservoirs and their effective stress tending to lower porosity and matrix shrinkage tending to enlarge porosity have coupling effect, these two factors must be considered comprehensively when establishing the material balance equation for shale gas reservoir. Based on the material balance principle, Bangham solid deformation theory and Langmuir isotherm adsorption model are used to establish shale gas reservoir material balance equation with correction rock compressibility. The equation is linearized to a straight line equation only containing original free gas and absorbed gas. Actual production data are substituted in the equation to obtain the data points of the linear equation. These data points are fitted to obtain a fitting equation, the slope of which is the content of free gas and the intercept is original absorption content of gas. The sum of these two is original geological reserves of shale gas reservoir. Case analysis shows that considering the matrix shrinkage effect makes compressibility factor decrease at the beginning and stabilize at the later. The lowering of shale gas reservoir porosity caused by the change of compressibility factor is slower than that of conventional gas reservoir. The correction of the rock compressibility of shale gas reservoirs and linear fitting the actual production data lead to the increase of the calculated amount of absorbed gas and the decrease of estimated content of free gas, so the estimated geological reserves increase and are more close to actual reserves.

Key words: compressibility, porosity, material balance equation, reserve calculation, shale gas

随着油气资源消费量的不断增加和供需矛盾的日益突出, 页岩气这一非常规油气资源成为世界能源研究的热点之一。近年来, 通过地质勘探发现我国页岩气资源蕴藏丰富, 初步估计可采资源量大约在 $31 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[1], 与美国页岩气储量相当。目前, 通过对西南

地区页岩气资源的勘探和试采开发, 发现其储层特征、产气机制和压力系统明显不同于常规气藏^[2-4], 其中储层特征和吸附特征是评价页岩气藏开采价值的两个重要指标。页岩气藏与常规气藏相比, 它既是生气层也是储气层, 属于自生自储型气藏。页岩气主要以游

收稿日期: 2012-09-17; 修订日期: 2013-07-12。

第一作者简介: 刘波涛(1980—), 男, 博士研究生, 非常规气藏开发。E-mail: liubotao920@163.com。

基金项目: “十二五”国家油气重大专项(2011ZX05015-002); 中国石油天然气集团公司科技开发项目(2011A3604)。

离气、吸附气和溶解气3种形式储存在高炭泥页岩或暗色泥页岩中。游离气主要分布在裂缝孔隙和基质孔隙中;吸附气主要分布在基质系统微孔隙的内表面;溶解气相对较少,且主要分布在沥青质和少量的页岩油中^[5-8]。随着页岩气藏的不断勘探与开发,充分考虑页岩气藏的储层特征和渗流机理的特殊性,建立符合实际的物质平衡方程,从而正确评估页岩气藏地质储量是非常重要的。

目前,多位学者从类比法、静态法和动态法3个方面提出了页岩气储量计算方法^[9-17],但是关于考虑基质收缩效应的页岩气藏物质平衡方程及储量计算的文献还没有报道,本文从物质平衡原理出发,运用 Bangham 固体变形理论、Langmuir 吸附模型,推导出了页岩气藏物质平衡方程,并对方程线性化,得到含有原始游离气和原始吸附气的直线方程,并求得页岩气的原始地质储量。

1 页岩气藏孔隙度变化

页岩气藏在开采过程中,当地层压力低于吸附气体临界解吸压力后,吸附气发生解吸,页岩基质收缩变形,储层孔隙度增加;流体产出时,储层有效应力增加,孔隙度减小^[18]。因此,储层孔隙度的变化受基质收缩和应力增加的耦合作用。应用 Bangham 固体变形理论^[19]和 Langmuir 等温吸附模型^[20]可以得到储层岩石形变程度与储层压力的关系。

$$\Delta \varepsilon = \frac{\rho_{\text{岩}} RT}{EV_0} \int_{p_i}^p \frac{V_L}{1 + bp} dp = \frac{\rho_{\text{岩}} RTV_L}{EV_0} [\ln(1 + bp_i) - \ln(1 + bp)] \quad (1)$$

式中: $\Delta \varepsilon$ 为有效应力产生的页岩收缩程度,无量纲; $\rho_{\text{岩}}$ 为岩石密度, kg/m^3 ; R 为气体常数, $\text{MPa} \cdot \text{m}^3 \cdot \text{K}/\text{kmol}$; T 为储层的绝对温度, K ; E 为杨氏模量, MPa ; V_0 为气体摩尔体积, $10^{-3} \text{m}^3/\text{mol}$; p 为储层压力, MPa ; p_i 为原始地层压力, MPa ; V_L 为饱和吸附气含量, m^3/t ; b 为气体的 Langmuir 吸附常数, MPa^{-1} 。

随着地层压力降低,吸附气发生解吸,基质开始收缩,同时流体产出,有效应力增加,岩石的骨架体积被压缩。因此,页岩气藏总形变量为基质收缩形变量和岩石弹性膨胀形变量之和。

$$\Delta \varepsilon_z = \frac{\rho_{\text{岩}} RTV_L}{EV_0} [\ln(1 + bp_i) - \ln(1 + bp)] + c_f(p_i - p) \quad (2)$$

式中: $\Delta \varepsilon_z$ 为有效应力下岩石和基质的收缩程度之和,无量纲; c_f 为岩石弹性压缩系数, 10^{-4}MPa^{-1} 。引用

Seidle^[21]孔隙度与储层形变量的关系,可得储层孔隙度与压力的表达式:

$$\frac{\phi}{\phi_i} = 1 + (1 + \frac{2}{\phi_i}) \left\{ \frac{\rho_{\text{岩}} RTV_L}{EV_0} [\ln(1 + bp_i) - \ln(1 + bp)] + c_f(p_i - p) \right\} \quad (3)$$

式中: ϕ 为储层孔隙度, %; ϕ_i 为原始储层孔隙度, %。根据式(3)可以求得修正后的岩石压缩系数:

$$c_{\text{fx}} = \frac{\Delta \phi}{\phi_i \Delta p} = \frac{\phi_i - \phi}{\phi_i \Delta p} = \frac{1}{\Delta p} (1 - \frac{\phi}{\phi_i}) = - \frac{1}{\Delta p} (1 + \frac{2}{\phi_i}) \left\{ \frac{\rho_{\text{岩}} RTV_L}{EV_0} [\ln(1 + bp_i) - \ln(1 + bp)] + c_f(p_i - p) \right\} \quad (4)$$

式中: c_{fx} 为修正后的岩石弹性压缩系数, 10^{-4}MPa^{-1} 。

2 页岩气藏物质平衡方程

页岩气气藏在投产开发初期,随着游离气和自由水的产出,地层压力开始下降,必然引起天然气、岩石颗粒和束缚水的弹性膨胀,同时吸附气发生解吸作用,页岩基质开始收缩,以及水侵作用。根据以上产出变化,推导出页岩气藏物质平衡方程。

游离气改变量为:

$$\frac{V_b \phi_i (1 - S_{wi})}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) \quad (5)$$

式中: V_b 为储层体积, m^3 ; S_{wi} 为原始含水饱和度, %; B_g 为气体体积系数, m^3/m^3 ; B_{gi} 为原始气体体积系数, m^3/m^3 。

吸附相吸附气改变量为:

$$V_b \left(\frac{V_L bp_i}{1 + bp_i} - \frac{V_L bp}{1 + bp} \right) \rho_s \quad (6)$$

式中: ρ_s 为吸附相气体密度, kg/m^3 。

解吸气改变量为:

$$V_b \left(\frac{V_L bp_i}{1 + bp_i} - \frac{V_L bp}{1 + bp} \right) \rho_g \quad (7)$$

式中: ρ_g 为标准状况下的天然气地面密度, kg/m^3 。

束缚水和岩石膨胀改变量为:

$$V_b \phi_i (c_{\text{fx}} + S_{wi} c_w) (p_i - p) \quad (8)$$

式中: c_w 为地层水弹性压缩系数, 10^{-4}MPa^{-1} 。

水相改变量为:

$$W_e - W_p B_w \quad (9)$$

式中: W_e 为水侵量, m^3 ; W_p 为累积产水量, m^3 ; B_w 为水的体积系数, m^3/m^3 。

根据体积守恒方程,可得页岩气藏开发中的物质平衡方程:产气量 = 游离气改变量 + 吸附相吸附气改变量 + 解吸气改变量 + 束缚水和岩石膨胀改变量 + 水相改变量,即有:

$$G_p B_g = \frac{V_b \phi_i (1 - S_{wi})}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) + V_b \left(\frac{V_L b p_i}{1 + b p_i} - \frac{V_L b p}{1 + b p} \right) \rho_g + V_b \left(\frac{V_L b p_i}{1 + b p_i} - \frac{V_L b p}{1 + b p} \right) \rho_s + V_b \phi_i (c_{fx} + S_{wi} c_w) (p_i - p) + W_e - W_p B_w$$

(10)

式中: G_p 为累积产气量, m^3 。

令原始游离气量为 G_{fi} , 吸附气量为 G_e , 原始吸附气量为 G_{ei} , 则有 $G_{fi} = \frac{V_b \phi_i (1 - S_{wi})}{B_{gi}}$, $G_e = V_b V_e \rho_s$, $G_{ei} = V_b V_{ei} \rho_s$ 。单位体积基质中的吸附气量为 $V_e (m^3/t)$, 即有 $V_{ei} = \frac{V_L b p_i}{1 + b p_i}$, $V_e = \frac{V_L b p}{1 + b p}$, 整理化简式(10)可得:

$$G_p B_g + W_p B_w - W_e = G_{fi} (B_g - B_{gi}) + (G_{ei} - G_e) \left(\frac{\rho_g}{\rho_s} + 1 \right) + G_{fi} \frac{B_{gi}}{1 - S_{wi}} (c_{fx} + S_{wi} c_w) (p_i - p)$$

(11)

将上式按照 G_{fi} , G_{ei} 整理后两边同乘以 $\frac{\rho_s}{\rho_g + \rho_s}$ 可得:

$$\frac{\rho_s}{\rho_g + \rho_s} \left[G_p B_g + W_p B_w - W_e + G_e \left(\frac{\rho_g}{\rho_s} + 1 \right) \right] = G_{fi} \frac{\rho_s}{\rho_g + \rho_s} \left[(B_g - B_{gi}) + \frac{B_{gi}}{1 - S_{wi}} (c_{fx} + S_{wi} c_w) (p_i - p) \right] + G_{ei}$$

(12)

令: $X = \frac{\rho_s}{\rho_g + \rho_s} \left[(B_g - B_{gi}) + \frac{B_{gi}}{1 - S_{wi}} (c_{fx} + S_{wi} c_w) (p_i - p) \right]$, $Y = \frac{\rho_s}{\rho_g + \rho_s} \left[G_p B_g + W_p B_w - W_e + G_e \left(\frac{\rho_g}{\rho_s} + 1 \right) \right]$, 整理多项式(12)可得到关于原始游离气量和原始吸附气量的线性方程:

$$Y = G_{fi} X + G_{ei}$$

(13)

做 Y 与 X 的关系图, 通过线性拟合可得斜率 G_{fi} 、截距 G_{ei} , 从而得到页岩气藏原始地质储量 G :

$$G = G_{fi} + G_{ei}$$

(14)

3 实例分析

已知某页岩气藏储层体积为 $V_b = 1.9812 \times 10^7 m^3$, 原始地层压力 $p_i = 10.34 MPa$, 储层温度为 $T = 431.65 K$, 原始含水饱和度 $S_{wi} = 85\%$, 原始储层孔隙度 $\phi_i = 8.1\%$, 岩石密度 $\rho_{岩} = 3.56 t/m^3$, 杨氏模量 $E = 2.68 \times 10^4 MPa$, 吸附相气体密度 $\rho_s = 0.37 kg/m^3$, 游离气的密度 $\rho_g = 7.7 \times 10^{-4} t/m^3$, 岩石弹性压缩系数 $c_f = 1.088 \times 10^{-3} MPa^{-1}$, 地层水弹性压缩系数 $c_w = 4.6 \times 10^{-4} MPa^{-1}$, 水侵量 $W_e = 0$, Langmuir 吸附常数 $b =$

$0.22 MPa^{-1}$, Langmuir 体积常数 $V_L = 68.66 m^3/t$, 水的体积系数 $B_w = 0.985 m^3/m^3$ 。其生产动态数据如表 1 所示。

将页岩气藏地层参数和生产数据代入式(3)和式(4)中, 得到孔隙度和压缩系数随压力差变化的数据点, 做出了压缩系数和孔隙度随压力差变化的两条曲线, 分别如图 1 和图 2 所示。由图可知, 考虑基质收缩效应, 储层孔隙度和压缩系数受基质收缩和弹性膨胀的耦合作用, 压缩系数变小, 孔隙度降低缓慢, 符合实际开发中压缩系数和孔隙度变化特征。

将页岩气藏地层参数和生产数据代入式(13)中, 得到关于 $Y - X$ 的数据点, 利用线性回归的方法对生成数据点进行线性拟合, 得到关于游离气和吸附气的直线方程。如图 3 所示, 考虑基质收缩和弹性膨胀的页岩气藏中总地质储量为 $6.3692 \times 10^8 m^3$; 如图 4 所示, 不考虑基质收缩的页岩气藏中总地质储量为 $6.3662 \times 10^8 m^3$ 。从以上数据中可以得出, 考虑基质收缩这一因素, 使求得的页岩气总地质储量增加了 $3.0244 \times 10^5 m^3$ 。

表 1 某页岩气井生产数据
Table 1 Production data of a shale gas well

时间/ d	地层压力/ MPa	累积产气 量/(10 ⁸ m ³)	累积产水 量/(10 ⁸ m ³)	压缩因子
730	9.318	0.075 06	2.504	0.901 8
1 460	7.040	0.274 20	4.614	0.899 5
2 190	5.615	0.482 00	5.855	0.917 3
2 920	4.584	0.686 20	6.764	0.933 1
3 650	3.938	0.847 50	7.701	0.940 1

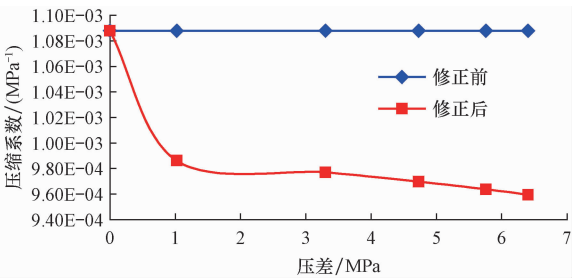


图 1 压缩系数变化曲线
Fig. 1 Compressibility curves

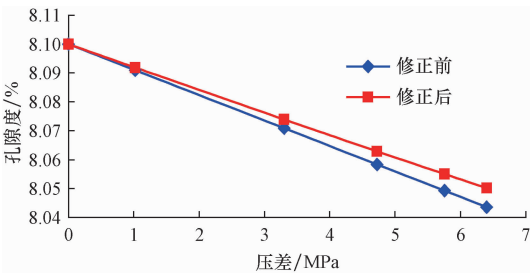


图 2 储层孔隙度变化曲线
Fig. 2 Reservoir porosity curves

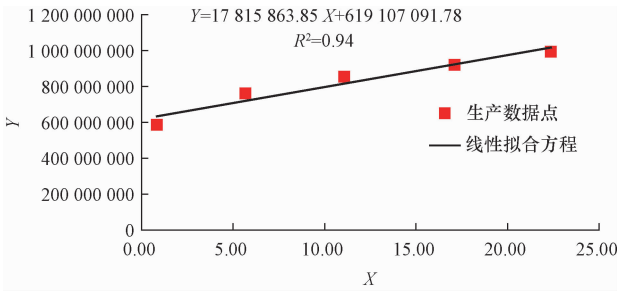


图 3 Y - X 关系(基质收缩 + 弹性膨胀)

Fig. 3 Diagram of Y - X (matrix shrinkage + elastic expansion)

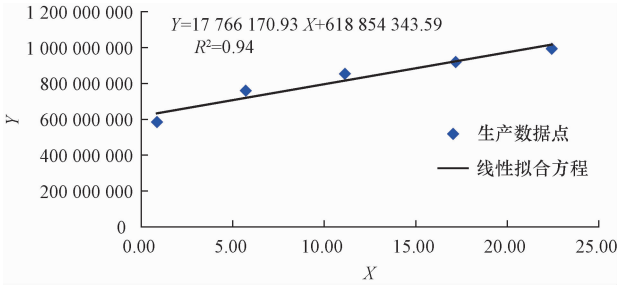


图 4 Y - X 关系(弹性膨胀)

Fig. 4 Diagram of Y - X (elastic expansion)

4 结论

- 1) 从物质平衡原理出发,运用 Bangham 固体变形理论、Langmuir 吸附模型,推导出了孔隙度随压力变化方程和页岩气藏物质平衡方程,并对页岩气藏物质平衡方程线性化,得到求解地质储量的线性方程,符合实际开发中孔隙度变化特征。
- 2) 考虑基质收缩效应,储层孔隙度变化受基质收缩和弹性膨胀的耦合作用,孔隙度降低缓慢,符合实际开发中孔隙度变化特征。
- 3) 通过实例分析,考虑基质收缩这一因素,降低了吸附气的含量,增加了游离气的含量,使求得的页岩气藏地质储量增大,且与实际储量更加接近。

参 考 文 献

[1] 张大伟. 加快中国页岩气勘探开发和利用的主要路径[J]. 天然气工业, 2011, 31(5): 1 - 5.
Zhang Dawei. Main solution ways to speed up shale gas exploration and development in China[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(5): 1 - 5.

[2] 王鹏万, 陈子焯, 贺训云, 等. 桂中坳陷泥盆系页岩气成藏条件与有利区带评价[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 353 - 362.
Wang Pengwan, Chen Ziliao, He Xunyun, et al. Shale gas accumulation conditions and play evaluation of the Devonian in Guizhong Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 353 - 362.

[3] 聂永生, 冷济高, 韩建辉, 等. 黔东南地区岑巩页岩气区块勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(2): 274 - 280.
Nie Yongsheng, Leng Jigao, Han Jianhui, et al. Exploration potential of shale gas in Cen'gong block, southeastern Guizhou province[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(2): 274 - 280.

[4] 聂海宽, 张金川, 包书景, 等. 四川盆地及其周缘上奥陶统—下志留统页岩气聚集条件[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3):

335 - 344.
Nie Haikuan, Zhang Jinchuan, Bao Shujing, et al. Shale gas accumulation conditions of the Upper Ordovician - Lower Silurian in Sichuan Basin and its periphery [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 335 - 344.

[5] 张金川, 徐波, 聂海宽, 等. 中国页岩气资源勘探潜力[J]. 天然气工业, 2008, 28(6): 136 - 140.
Zhang Jinchuan, Xu Bo, Nie Haikuan, et al. Exploration potential of shale gas resources in China [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(6): 136 - 140.

[6] 聂海宽, 唐玄, 边瑞康. 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J]. 石油学报, 2009, 30(4): 484 - 491.
Nie Haikuan, Tang Xuan, Bian Ruikang. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 484 - 491.

[7] 胡文瑞, 翟光明, 李景明. 中国非常规油气的潜力和发展[J]. 中国工程科学, 2010, 12(5): 25 - 29.
Hu Wenrui, Zhai Guangming, Li Jingming. Potential and development of unconventional hydrocarbon resources in China [J]. Engineering Sciences, 2010, 12(5): 25 - 29.

[8] 贾承造, 郑明, 张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 129 - 135.
Jia Chengzao, Zheng Ming, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129 - 135.

[9] Petunin V V, Yin X, Tutuncu A N. Porosity and permeability changes in sandstones and carbonates under stress and their correlation to rock texture [J]. SPE 147401, 2011: 1 - 14.

[10] Soeder D J. Porosity and permeability of eastern Devonian gas shale [J]. SPE Formation Evaluation, 1988, 3(1): 116 - 124.

[11] Lane H S, Lancaster D E, Watson A T. Estimating gas desorption parameters from Devonian shale well test data [J]. SPE 21272, 1990: 113 - 124.

[12] Aguilera R. Flow units: from conventional to tight gas to shale gas reservoirs [J]. SPE 132845, 2013: 1 - 16.

[13] Cheng Yueming. Pressure transient characteristics of hydraulically fractured horizontal shale gas wells [J]. SPE 149311, 2011: 1 - 9.

[14] Lewis A M, Hughes R G. Production data analysis of shale gas reservoirs [J]. SPE 116688, 2008: 67 - 72.

[15] 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.

[16] 薛成刚, 曹文江, 钟英, 等. 煤层气藏物质平衡方程式的推导及储量计算方法[J]. 天然气勘探与开发, 2000, 23(4): 44 - 48.
Xue Chenggang, Cao Wenjiang, Zhong Ying, et al. Material Balance equation and reserve calculation method of coal-bed methane reservoir [J]. Natural Gas Exploration & Development, 2000, 23(4): 44 - 48.

[17] 刘铁成, 唐海, 刘鹏超. 裂缝性封闭页岩气藏物质平衡方程及储量计算方程[J]. 天然气勘探与开发, 2011, 34(2): 27 - 30.
Liu Tiecheng, Tang Hai, Liu Pengchao, et al. Material Balance equation and reserve calculation method of fractured and closed shale-gas reservoir [J]. Natural Gas Exploration & Development, 2011, 34(2): 27 - 30.

[18] 李治平, 李智锋. 页岩气纳米级孔隙渗流动态特征[J]. 天然气工业, 2012, 32(4): 50 - 53.
Li Zhiping, Li Zhifeng. Dynamic characteristics of the shale gas nanoscale pore seepage [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4): 50 - 53.

[19] 谈慕华, 黄蕴元. 表面物理化学 [M]. 北京: 中国建筑工业出版社, 1985: 50 - 54.
Tan Muhua, Huang Yunyuan. Surface physical and chemical [M]. Beijing: Chian Building Industry Press, 1985: 50 - 54.

[20] Salman A M, Wattenbarger R A. Accounting for adsorbed gas in shale gas reservoirs [J]. SPE 141085, 2011: 1 - 15.

[21] Seidle J S, Huitt L G. Experimental measurement of coal matrix shrinkage due to gas desorption and implications for cleat permeability increases [J]. SPE 300100, 1995: 1 - 15.