

页岩气藏三孔双渗模型的渗流机理

程远方 董丙响 时贤 李娜 袁征

中国石油大学(华东)石油工程学院

程远方等. 页岩气藏三孔双渗模型的渗流机理. 天然气工业, 2012, 32(9): 44-47.

摘 要 为了掌握页岩气储层气体复杂流动的规律, 从而高效开发页岩气藏, 对页岩气渗流机理进行了研究。借鉴适用于非常规煤层气藏双重孔隙介质模型和考虑溶洞情况的三重孔隙介质模型, 基于页岩气储层特征和成藏机理, 提出了页岩气藏三孔双渗介质模型; 研究了页岩气解析扩散渗流规律, 提出考虑储层流体重力和毛细管力影响的渗流微分方程; 并利用数值模拟软件对页岩气产能进行了预测。结果表明: 基质渗透率和裂缝导流能力是页岩气开采的主控因素, 只有对储层进行大规模压裂改造, 形成连通性较强的裂缝网络后才能获得理想的页岩气产量和采收率。

关键词 页岩气 开发 生产能力 三孔—双渗数学模型 渗流 裂缝网络 采收率

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2012.09.010

中国页岩气资源丰富, 初步估计可采资源量为 $15 \times 10^{12} \sim 30 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[1], 国内对页岩气的勘探开发正处于起步阶段, 具有广阔的开发前景。

国外学者通过建立解析数学模型^[2]和修正双孔隙模型通过数值模拟^[3]等方法研究了页岩气吸附解析渗流规律。目前国内对于页岩气渗流机理及产能的研究很少, 段永刚^[4]等对传统的渗流微分方程进行修正, 建立了页岩气双重介质压裂井渗流数学模型。页岩气储层性质特殊, 笔者根据煤层气藏双重孔隙介质模型和常规油气藏三重孔隙介质模型, 提出了页岩气藏三孔双渗地质模型, 给出了考虑储层流体重力和毛细管力影响的数学微分方程, 并模拟分析了基质渗透率和裂缝导流能力对页岩气水平井产能的影响, 对进一步认识页岩气藏储渗特征和产能研究具有重要意义。

1 页岩气藏三重孔隙介质模型

1.1 页岩气储层特征

页岩气储层既是烃源岩又是储集层, 是典型的“原地成藏”模式^[5], 具有以下特征: 储层渗透率极低, 基质渗透率一般小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{D}$; 气体赋存状态复杂, 主要有吸附气、游离气和溶解气 3 种赋存形式, 由于页岩

富含有机质, 其中吸附气占 20%~85%; 基质孔隙和天然微裂缝发育, 岩石微粒结构精细, 孔隙吼道尺寸分布在纳米级^[6], 气体储集流动特征独特。

1.2 页岩气藏三重孔隙介质模型

双重孔隙介质一般认为是具有高孔低渗特征的岩石基质系统和具有低孔高渗特征的裂缝系统。Warren-Root 模型^[7]是目前应用最广泛的双重孔隙介质模型, 该模型引入正六面体理想模型, 储层基质由正交裂缝网络分隔成相同的长方体的理想化系统, 基质是油气赋存场所且不具有渗透性, 流体由基质解析扩散进入裂缝并仅在裂缝内流动。该模型用于描述煤层气储层已被广泛接受。

三重孔隙介质在常规油气藏中一般是指孔隙—裂缝—溶洞三重孔隙介质^[8], 即认为储层由基质、裂缝和洞穴三部分组成。该模型认为基质孔隙和洞穴是油气的主要储集场所, 流体主要通过裂缝流动。

而对于页岩气藏, 由于储层渗透率极低, 气体主要以吸附状态赋存于基质中且大部分储层基质孔隙和天然微裂缝发育, 这使得页岩气藏储层性质更加复杂, 已有的模型无法有效地描述页岩气藏。因此根据以上两种介质模型提出页岩气藏三重孔隙介质模型, 认为页岩

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(编号: 2008ZX05037-004)。

作者简介: 程远方, 1964 年生, 教授, 博士; 主要从事石油工程岩石力学应用与非常规油气勘探开发方面的研究工作。地址: (266580) 山东省青岛市经济技术开发区长江西路 66 号。电话: 13730970589。E-mail: dbxshiyou@163.com

岩气储层具有三重孔隙特征^[9],即气体吸附的有机基质、具有渗透性的基质微孔隙和裂缝系统(包括天然微裂缝及水力裂缝),其示意图如图 1 所示。

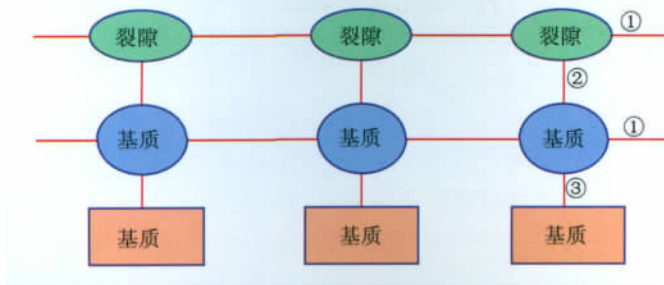


图 1 页岩气三重孔隙介质解析扩散渗流模型示意图

2 页岩气解析扩散渗流理论

与常规低渗气藏不同,页岩气在基质和裂缝的流动主要有 4 个过程^[4]:①基质表面解析过程;②在浓度差作用下解析气体向基质微孔隙和裂缝的扩散过程;③气体在渗透性基质孔隙内的渗流过程;④气体由裂缝向井筒的渗流过程。这 4 种机理涵盖了气体从微观分子水平到宏观渗流的流动过程。

2.1 页岩气解析理论

目前主用运用兰格缪尔等温吸附原理来描述储层气体的吸附解吸。实验和理论研究表明,兰格缪尔等温吸附原理适用页岩气的吸附解吸特性,即兰格缪尔单分子层吸附状态方程:

$$C(p) = V_L p / (p_L + p) \quad (1)$$

2.2 页岩气扩散理论

菲克扩散理论是描述在浓度差作用下扩散物质的扩散现象的宏观定律。理论研究表明^[8],菲克第一定律可以用于分析页岩气藏基质解析气体向孔隙及裂缝中的流动,即

$$q_m = (V_m / \tau) [C - C(p)] \quad (2)$$

其中 $V_m = V(1 - \varphi_m - \varphi_f)$
 $\tau = 1 / (D\sigma)$

2.3 页岩气渗流数学模型

在页岩气储层中取微元六面体单元,建立如图 2 所示的控制体,其在各坐标方向的尺寸分别为: ΔX 、 ΔY 、 ΔZ 。

假设条件如下:①储层为三重孔隙介质,流体在裂缝和基质中流动均为达西渗流;②储层中气体为单相甲烷气体;③储层具有非均质性和各向异性;④储层处于等温状态,考虑重力和毛细管力的影响;⑤不考虑基质的源汇项,忽略气体的滑脱效应。

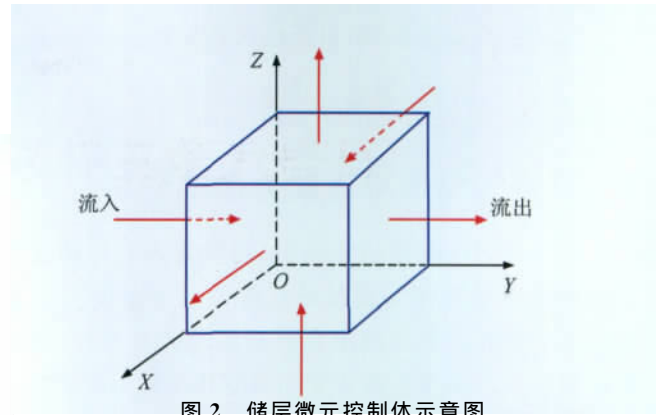


图 2 储层微元控制体示意图

由运动方程、状态方程及物质守恒方程推导得页岩气藏流体流动微分方程^[10]。

1) 裂缝中气体平衡方程

$$\nabla \left[\frac{KK_m}{\mu_g B_g} (\nabla p_g + \gamma_g \nabla Z) + \frac{R_{sw} M_w (\nabla p_w + \gamma_w \nabla Z)}{B_w} \right]_f + E_g + q_g = \left(\frac{d}{dt} \right) \left(\frac{\varphi S_g}{B_g} + \frac{R_{sw} \varphi S_w}{B_w} \right)_f \quad (3)$$

2) 裂缝水流动平衡方程

$$\nabla \left[\frac{KK_m}{\mu_w B_w} (\nabla p_w + \gamma_w \nabla Z) \right]_f + E_w + q_w = \left(\frac{d}{dt} \right) \left(\frac{\varphi S_w}{B_w} \right)_f \quad (4)$$

3) 基质气体平衡方程

$$\nabla \left[\frac{KK_m}{\mu_g B_g} (\nabla p_g + \gamma_g \nabla Z) + \frac{R_{sw} M_w (\nabla p_w + \gamma_w \nabla Z)}{B_w} \right]_m - E_g + q_m = \left(\frac{d}{dt} \right) \left(\frac{\varphi S_g}{B_g} + \frac{R_{sw} \varphi S_w}{B_w} \right)_m \quad (5)$$

4) 基质水相平衡方程

$$\nabla \left[\frac{KK_m}{\mu_w B_w} (\nabla p_w + \gamma_w \nabla Z) \right]_m - E_w = \left(\frac{d}{dt} \right) \left(\frac{\varphi S_w}{B_w} \right)_m \quad (6)$$

5) 补充方程

$$p_{cgwf} = p_{gf} - p_{wf} \quad (7)$$

$$p_{cgwm} = p_{gm} - p_{wm} \quad (8)$$

$$S_{gf} + S_{wf} = 1 \quad (9)$$

$$S_{gm} + S_{wm} = 1 \quad (10)$$

式(3)~(10)即为页岩气藏三孔双渗模型流体流动微分方程。 E_g 、 E_w ^[9]分别是裂缝与基质孔隙之间气体和水的交换或流动,即

$$E_g = T_g [\omega_g K_{rgm} + (1 - \omega_g) K_{rgf}] [(p_{wm} - p_{wf}) + (p_{cgwm} - p_{cgwf}) + d\gamma_{gw} (Z_{gm} - Z_{gf})] \quad (11)$$

$$E_w = T_w [\omega_w K_{rwm} + (1 - \omega_w) K_{rwf}] [(p_{wm} - p_{wf}) + d\gamma_{gw} (Z_{gw} - Z_{gf})] \quad (12)$$

$$T_{gw} T_{gw} = \frac{0.001 \ 127 (\Delta X \Delta Y \Delta Z) \sigma K}{B_{gw} \mu_{gw}} \quad (13)$$

对于三孔双渗系统,单元形状系数为:

$$\sigma = 4 \left(\frac{K_{xm}}{\Delta X^2} + \frac{K_{ym}}{\Delta Y^2} + \frac{K_{zm}}{\Delta Z^2} \right) \quad (14)$$

3 页岩气储层导流能力影响分析

由于页岩气藏渗透率极低,对储层进行压裂改造以提高基质渗透率和裂缝导流能力尤为重要^[11]。根据以上三重孔隙介质模型和解析渗流数学方程,通过数值模拟分析了基质渗透率和裂缝导流能力的影响。

如图 3 所示,对 400 m×400 m×20 m 的页岩气储层建立了不均匀网格水平井模型^[12],分别模拟了 4 种生产情况(表 1),得到了开采 15 a 的页岩气采收率(图 4)。

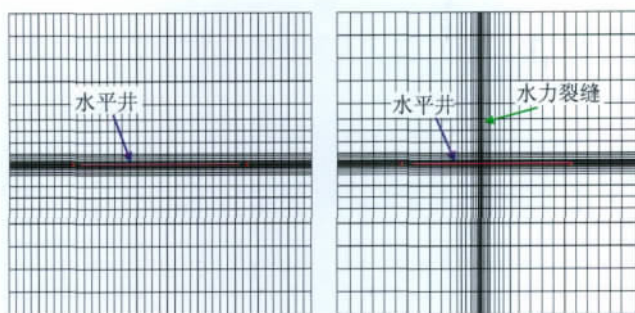


图 3 水平井开采不均匀网格划分图

表 1 储层不同模拟条件表

不同模拟条件	(1)	(2)	(3)	(4)
K/mD			1	10
K_m/mD	0.000 1	0.000 1	0.000 1	0.001
$K_{fw}/(\text{mD} \cdot \text{cm})$		10 000	10 000	100 000

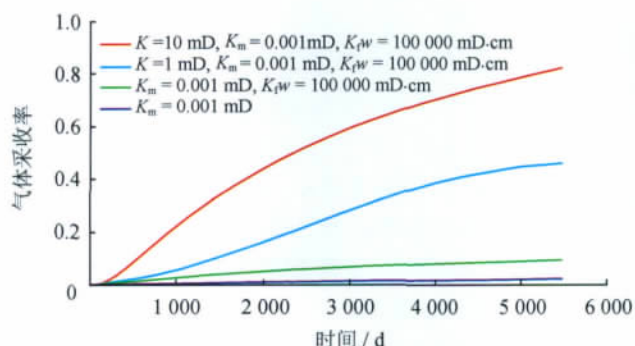


图 4 不同模拟条件下气体采收率与时间关系曲线图

模拟结果表明,对于渗透率极低的页岩气藏,基质渗透率和裂缝导流能力具有极端重要性;若不对储层进行压裂改造,气体采收率很低,不足 5%,必须进行

压裂才能得到有效开采;页岩气藏一般天然微裂缝发育,对储层进行水力压裂若不能使得天然裂缝得到有效连通,增产效果不明显,采收率只有 10%;若对储层实施大规模的压裂改造,进行体积压裂形成复杂缝网,则可以有效提高储层裂缝的连通性和流体的流动能力,气体采收率可达 80%。

4 结论

基于笔者所建立的三重孔隙介质模型及解析扩散渗流方程,对 4 种不同储层情况进行模拟分析,可得到以下结论:

- 1) 页岩气藏具有特殊性,笔者所建立的三孔双渗地质模型可以有效分析页岩气储层解析扩散渗流特征。
- 2) 基质渗透率和裂缝导流能力对低渗透油气藏开发具有极端重要性。页岩气储层渗透率极低,基本无产能,需要进行压裂改造才能开采。
- 3) 页岩气储层一般天然微裂缝发育,对储层实施体积压裂形成复杂的裂缝网络,增强储层裂缝的连通性和导流能力,可以显著提高产量和气体采收率。
- 4) 水平井钻井技术和多级压裂技术是实现页岩气藏商业性开采的关键技术,尤其是要形成满足储层特殊要求的大规模裂缝网络,需要在这些方面作深入的研究。

符 号 说 明

$C(p)$ 为储层吸附气量, m^3/t ; V_L 为兰格缪尔体积, m^3/t ; p 为储层压力, MPa ; p_L 为兰格缪尔压力, MPa ; q_m 为基质解析扩散气体流量, m^3/d ; V_m 为基质骨架体积, m^3 ; τ 为吸附时间, d ; C 为基质内气体平均浓度, m^3/t ; φ_m 为基质孔隙度; φ_f 为裂缝孔隙度; D 为扩散系数; σ 为基质单元形状系数, 取决于基质单元的大小和形状; B 为体积系数; φ 为孔隙度; S 为饱和度; S_{gf} 为裂缝中气体饱和度; S_{wf} 为裂缝中水饱和度; S_{gm} 为基质中气体饱和度; S_{wm} 为基质中水饱和度; γ 为黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; K 为绝对渗透率, mD ; R_{sw} 为标准状况下气体在水中溶解度, m^3/m^3 ; E_g 、 E_w 分别为裂缝与基质孔隙之间气体和水的交换或流动, m^3/d ; ω_g 为气体权重系数; ω_w 为权重系数; K_{rgm} 为基质气体相对渗透率; K_{rwm} 为基质水相对渗透率; K_{rgf} 为裂缝中气体相对渗透率; K_{rwf} 为裂缝中水相对渗透率; $p_{wm} - p_{wf}$ 为基质与裂缝之间气体黏滞力影响, MPa ; $p_{cgm} - p_{cgf}$ 为基质与裂缝之间气体毛细管力之差, MPa ; $d\gamma_{gw}(Z_{gm} - Z_{gf})d\gamma_{gw}$ 为基质和裂缝之间气体重力之差, MPa ; $d\gamma_{gw}$ 为气体与水的重度差; Z_{gm} 、 Z_{gf} 是与基质和裂缝的含水饱和度及基质单元尺寸有关; T_{gw} 为气体和水的传导系数, $\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{kPa})$; B_{gw} 为气体和水的体积系数; μ_{gw} 指气体和水的黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; K_{zm} 、 K_{ym} 、 K_{xm} 分别为基质沿 X 、 Y 、 Z 方向的渗透率。

下标: f 为裂缝; m 为基质; g 为气体; w 为水。

参 考 文 献

- [1] 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, 1(5): 25-29.
- [2] GUO Genliang, EVANS A D. Inflow performance and production forecasting of horizontal wells with multiple hydraulic fractures in low-permeability gas reservoirs[C]// paper 26169 presented at the SPE Gas Technology Symposium, 28-30 June, 1993, Alberta, Canada. New York: SPE, 1993.
- [3] WANG Jianwei, LIU Yang. Simulation based well performance modeling in Haynesville Shale Reservoir[C]// paper 142740 presented at the SPE Production and Operations Symposium, 27-29 March 2011, Oklahoma City, Oklahoma, USA. New York: SPE, 2011.
- [4] 段永刚, 李建秋. 页岩气无限导流压裂井压力动态分析[J]. 天然气工业, 2010, 30(10): 26-29.
- [5] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-21.
- [6] 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.
- [7] WARREN J E, ROOT P J. The behavior of naturally fractured reservoirs[J]. SPE Journal, 1963, 3(3): 245-255.
- [8] 张利军, 程时清, 尹洪军. 双渗三重介质油藏试井分析[J]. 特种油气藏, 2008, 15(5): 66-73.
- [9] KUUSKRAA V A, WICKS D E, THURBER J L. Geological and reservoir mechanisms controlling gas recovery from the Antrim Shale[C]// paper 24883 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October 1992, Washington D C, USA. New York: SPE, 1992.
- [10] SONIER F, SOUILARD P, ELASKOVICH F T. Numerical simulation of naturally fractured reservoirs[J]. SPE Reservoir Engineering, 1988, 3(4): 1114-1122.
- [11] WARPINSKI N R, MAYERHOFER M J, VINCENT M C, et al. Stimulating unconventional reservoirs: maximizing network growth while optimizing fracture conductivity[C]// paper 114173 presented at the SPE Unconventional Reservoirs Conference, 10-12 February 2008, Keystone, Colorado, USA. New York: SPE, 2008.
- [12] SENNHAUSER E S, WANG Shunyi (JIMMY), LIU Xiangping (MIKE). A practical numerical model to optimize the productivity of multistage fractured horizontal wells in the Cardium tight oil resource[C]// paper 146443 presented at Canadian Unconventional Resources Conference, 15-17 November 2011, Alberta, Canada. New York: SPE, 2011.

(收稿日期 2012-05-05 编辑 韩晓渝)

我国首个煤制气项目通过大负荷试验

2012年9月3日,大唐能源化工有限责任公司在内蒙古自治区克旗煤制气项目现场召开大负荷试验技术总结会,宣布由中国大唐建设的我国首个煤制天然气示范项目一期工程一系列大负荷试验取得成功。试验从8月26日至8月31日,天然气产量连续稳定,达到 $7.58 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$,甲烷含量高达97.77%,最大生产负荷达到94%,达到设计要求。这标志着我国首个煤制天然气示范项目顺利通过大负荷运行。

大唐克旗煤制气一期工程开展的首次大负荷调试,旨在全面检验系统设计、设备性能以及产品产量指标,同时对生产系统的组织、协调和平衡能力进行检验。

据大唐内蒙古克旗煤制气公司总工程师张良行介绍,此次大负荷试验从多方面验证了该项目的可靠性,为该项目下一步正式投产送气和项目的二、三期建设提供了科学依据和试验数据。

为了保障一系列8台气化炉在短时间内全部开车,2台气化炉首次同时开车。由于2台气化炉开车煤气放空量大于单系列热火炬设计最大放空量($2.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$),本次开车在气化炉提压阶段错开2台炉提压时间来有效控制热火炬的排放量,使热火炬带液量显著减少,有效缩短了8台气化炉的开车时间。一系列8台气化炉产气量达到 $29.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$,达产率94%,其中5号炉最高投负负荷达到 $200 \text{ m}^3/\text{h}$,达到设计值的120%。

经过大负荷试车的检验,该项目单系列煤气水处理负荷最高达到150%,单系列煤气水分离处理量已远超设计处理能力,为以后装置满负荷运行提供了基本依据。

本次大负荷运行中,低温甲醇洗运行工况得到明显改善,最高运行负荷达到94%。相对于低负荷运行时,低温甲醇洗系统温度明显下降,洗涤粗煤气的效果明显增强;甲醇再生系统中,二氧化碳排放气中的硫化氢含量也明显降低。此外,硫回收装置同步进行了系统调试开车,产出了合格硫磺产品。

(天工 摘编自《中国天然气工业网》)

Characterized by large rock grains, developed fractures, and intense heterogeneity, this reservoir is regarded as a typical low-porosity and low-permeability tight reservoir. For lack of a better understanding of the mechanism of reservoir damage and the major factors of reservoir damage, a core sensitivity analysis is needed. The systematic core experimental analysis showed that the reservoir has strong velocity sensitivity and strong to super strong water sensitivity, the velocity-sensitivity permeability damage rate is 67.2% to 94.1%, the water-sensitivity permeability damage rate is 71.3% to 95.5%, whereas the lower the permeability is, the stronger the velocity sensitivity. The Alkali sensitivity is from moderately strong to strong, and the alkali-sensitivity permeability damage rate is 48.6% to 90.9%, but the acidic sensitivity is rather weak with no significant change in permeability rate either before or after acid injection. The stress sensitivity is strong, and the fracture closure resulting from increased confining pressure is difficult to recover, and the permeability loss is high. It is concluded that the sensitivity of the Jiulongshan reservoir is strong, prone to various types of damages including water-sensitivity, velocity-sensitivity and stress sensitivity damages. Therefore, it is suggested that the intensive injection and production should be avoided in order to reduce the velocity-sensitivity and stress-sensitivity damages. Similarly, during the construction, a liquid with a proper degree of mineralization should be adopted with a appropriate amount of clay stabilizer added, and the pH value should be carefully controlled.

Key words: Sichuan Basin, Jiulongshan structure, Early Jurassic System, natural gas, exploitation of gas reservoir, conglomerate, reservoir sensitivity, formation damage, experiment

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2012.09.009

Zhu Huayin, senior engineer, born in 1967, holds a Ph. D degree and is mainly engaged in the research of physical properties of oil and gas reservoirs and mechanism and test of natural gas extraction.

Add: Mail Box 44, Wanzhuang, Langfang, Hebei 065007, P. R. China

E-mail: zhy69@petrochina.com.cn

Seepage mechanism of a triple-porosity/dual-permeability model for shale gas reservoirs

Cheng Yuanfang, Dong Bingxiang, Shi Xian, Li Na, Yuan Zheng

(School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266580, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 32, ISSUE 9, pp. 44-47, 9/25/2012. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: This paper studies the seepage mechanism and productivity predication of shale gas reservoirs in order to acquire a better understanding of complex air flow patterns and thereby know how to get a high shale gas productivity. According to the existing dual-porosity medium model applicable to unconventional coalbed methane reservoirs and triple-porosity medium model considering the cave conditions, a triple-porosity/dual-permeability media model for shale gas reservoirs is proposed based on the characteristics and formation mechanism of shale gas reservoirs. Through the analysis of diffusion and seepage patterns for shale gas, this paper presents a seepage differential equation with the impact of the fluid gravity and capillary force taken into consideration. In addition, the shale gas productivity is forecasted by the numerical simulation software. The result shows that the matrix permeability rate and the fracture conductivity capacity are the main controlling factors of the production of shale gas reservoirs; it is effective to perform large-scale fracturing treatment on the reformation of shale gas reservoirs so as to form a fracture network with stronger connectivity for ideal shale gas recovery.

Key words: shale gas, development, productivity, triple-porosity/dual-permeability model, seepage, fracture network, recovery ratio

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2012.09.010

Cheng Yuanfang, professor, born in 1964, holds a Ph. D degree and is mainly engaged in the application of petroleum engineering & rock mechanics as well as the research on unconventional oil & gas exploration and development.

Add: No. 66, West Changjiang Rd., Qingdao Eco-Tech Development Zone, Qingdao, Shandong 266580, P. R. China

E-mail: dbxshiyu@163.com

An experimental analysis of expansibility and diffusion of shale rocks

Fu Yongqiang, Zeng Lixin, Ma Faming, Huang Ling, Huang Chenghui, He Yarui