

页岩气分段压裂水平井渗流机理及试井分析

刘晓旭¹ 杨学锋¹ 陈远林² 吴建发¹ 冯曦¹

1. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院 2. 中国石油西南油气田公司开发部

刘晓旭等. 页岩气分段压裂水平井渗流机理及试井分析. 天然气工业, 2013, 33(12): 77-81.

摘要 分段压裂水平井在国内的应用愈来愈广泛, 但对其渗流机理及渗流特征的认识还不够明确, 由于页岩气井特殊的生产方式, 对其试井分析的研究基本上还处于空白状态。为此, 首先研究了水平井分段压裂产生的裂缝形态, 进而系统分析了分段压裂水平井在开发过程中的主要渗流特征及其在双对数曲线上的特征表现, 考虑页岩储层的特殊性, 给出了页岩气井生命期内通常表现出的渗流形态; 结合中国第一口页岩气分段压裂水平井——W201-H1 井的压力恢复测试数据, 分析了该井在压力恢复双对数图上表现出的渗流特征, 明确了该井在测试期表现出的径向流应属早期径向流, 并验证了该井在未来 1 年内的生产均处于复合线性流阶段; 通过前后 3 次压力恢复试井曲线的对比分析, 指出要展现页岩气分段压裂水平井完整的渗流流态及其演化过程, 获取准确的储层与裂缝参数, 需要较长的关井时间, 确保压力计尽量靠近水平段位置, 并选择合适的关井点以最大限度地降低井储和井筒积液的影响。

关键词 页岩气藏 水平井 分段压裂 渗流特征 试井 分析 四川盆地

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2013.12.011

Seepage behavior and well testing in horizontal shale gas wells under multi-stage fracturing

Liu Xiaoxu¹, Yang Xuefeng¹, Chen Yuanlin², Wu Jianfa¹, Feng Xi¹

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610041, China; 2. Exploration Division of Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 33, ISSUE 12, pp.77-81, 12/25/2013. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Multi-stage fracturing has been more and more widely applied to horizontal wells in China. However, its seepage behavior and characteristics have not yet thoroughly understood, and well test analysis has been seldom made for shale gas wells due to their unique production mode. In view of this, we firstly studied the geometry of fractures generated in multi-stage fracturing for a horizontal well; then, systematically analyzed the main seepage features of the multi-stage fractured horizontal well during fracture treatment and the characteristics on log-log plot; finally, derived the common seepage form within the life cycle of the well considering the particularity of a shale gas reservoir. Specifically, well W201-H1, the first shale gas horizontal well under multi-stage fracturing in China, was taken as a case study. Based on its pressure buildup test data, we analyzed its seepage characteristics with pressure buildup log-log plot. According to the analysis, we found out that the radial flow in the test is at its early stage, and validated that the flow would be of a combined linear type in the production of the flowing one year. By comparing and analyzing the data in 3 times of pressure buildup tests, we discovered that in order to reveal the complete seepage flow state and evolution of shale gas horizontal wells under multi-stage fracturing, and to obtain accurate reservoir and fracture parameters, it is necessary to ensure a relatively long shut-in period, to make the pressure gauge as close as possible to the horizontal interval, to adopt appropriate shut-in place, and thereby, to minimize the impacts of well store and shaft liquid loading. The research achievements are instructive to shale gas development.

Keywords: shale gas reservoir, horizontal well, multi-stage fracturing, seepage characteristics, well test, analysis, Sichuan Basin

基金项目: 国家科技重大专项“南方海相页岩气开采试验”(编号:2012ZX05018-006)。

作者简介: 刘晓旭, 1976 年生, 高级工程师, 博士; 主要从事天然气开发、渗流机理等方面的研究工作。地址: (610041) 四川省成都市高新区天府大道北段 12 号西南石油科技大厦。电话: (028)86015648。E-mail: liu_xiaoxu@petrochina.com.cn

美国页岩气开发取得了巨大的成功,水平井分段压裂技术的突破是推动页岩气革命的关键因素之一^[1-2]。分段压裂水平井渗流机理既不同于压裂直井,也不同于传统的单裂缝压裂水平井,又鉴于页岩气储层的特殊性,页岩气分段压裂水平井渗流机理极复杂^[3-4]。目前国内外关于页岩气分段压裂水平井渗流机理的研究基本上是建立在理论模型的基础上开展的,未能结合页岩气井的生产实际情况^[4-9]。国内页岩气井生产期较短^[10],压力恢复试井是研究页岩气井渗流特征最主要的手段之一。中国石油西南油气田公司于2012年开展了中国第一口页岩气分段压裂水平井——W201-H1井的压力恢复测试。笔者从理论上分析了分段压裂水平井的渗流特征及流态演化过程,结合W201-H1井的试井数据,探讨了页岩气分段压裂水平井的渗流机理及渗流特征。

1 裂缝形态

通常水平井分段压裂裂缝存在2种极限情况:纵向和横向(图1)。当水平井井筒方位与最大水平主应力方位垂直时,可产生横向裂缝;当两者方位一致时,可产生轴向裂缝(纵向裂缝);当两者夹角处于其他情况时,裂缝形态会非常复杂。由于水平井轴向裂缝有效泄流面积相对横向裂缝来说小很多,一般希望水平井压裂产生横向裂缝作为裂缝网络的主裂缝。页岩气最佳的压裂效果是产生垂直于水平井段的横向主裂缝的同时,产生垂直于横向裂缝的二级裂缝,以提高裂缝与地层的接触面积,有利于页岩气的解吸附和气体在储层中的流动。据统计,水平井分段压裂的裂缝以横向裂缝为主^[9-5]。

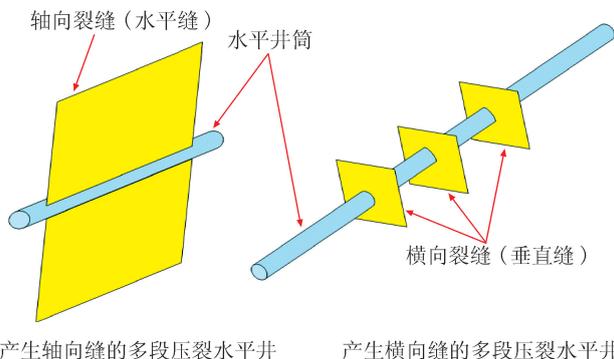


图1 水平井纵向裂缝和横向裂缝示意图

2 分段压裂水平井流态特征

由于页岩储层水平井分段压裂通常以横向缝(垂直缝)为主,下面就以产生横向缝的分段压裂水平井的

生产为例,从理论上分析页岩储层分段压裂水平井的渗流特征及流态演化过程。

2.1 井储效应

井储效应出现在气井开井或关井的短时间内,其影响持续时间较短。对分段压裂水平井而言,井储效应又分为井筒存储效应和裂缝存储效应,根据井筒体积和裂缝体积的大小不同,两者在井储效应中发挥的作用不同。

2.2 早期线性流

分段压裂水平井早期第一个明显的流态是垂直于裂缝的线性流动,即早期线性流(图2)。如果裂缝导流能力与储层渗流能力相当,通常还会在早期线性流之前出现双线性流,即气体由裂缝流向井筒的线性流和由储层流向裂缝的线性流;如果裂缝导流能力远大于储层的渗流能力,则通常只会出现气体由储层流向裂缝的线性流^[11]。早期线性流的持续时间取决于裂缝规模。

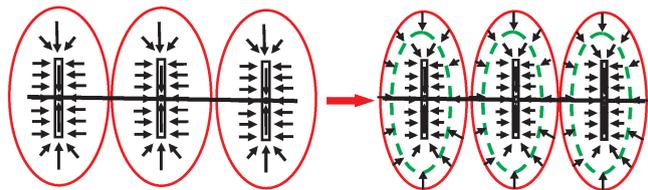


图2 早期线性流与早期径向流示意图

2.3 早期径向流

如果裂缝间距够大,早期线性流之后就会出现早期径向流。分段压裂水平井的早期径向流发生在单个裂缝内部,类似于未压裂水平井的系统径向流,而垂直缝就类似于未压裂的水平段。早期径向流的持续时间取决于裂缝间距和渗透率的大小,如何裂缝间距较小,渗透率较高,则该流态特征不明显(被其他流态掩盖)或者不会出现此种流态^[12-14]。

2.4 裂缝边界流

随着气井生产的进行,压力波进一步向储层内部传递。在某一时间点,相邻裂缝间的压力扰动前缘汇合,这样就会裂缝干扰效应,此时对应的流动为裂缝边界流。

2.5 复合线性流

裂缝边界流之后,压力扰动将逐渐覆盖储层有效压裂体积的整个范围,并进入复合线性流,其特征如同气体流入一条大的裂缝。该流态不是一个单纯的线性流,而是垂直于水平井筒的线性流为主导,水平井段两端的流线则成椭圆形,两端的椭圆流的效应小于垂直水平井筒的线性流。

2.6 系统径向流和外边界效应

如果页岩气井生产时间够长,随着泄流面积的增大,整个水平井段和裂缝系统就如同 1 口影响范围扩大的直井,在距离水平井段和裂缝系统较远的储层内就会出现系统径向流(图 3)。对于页岩气井而言,由于渗透率较低,系统径向流出现的时间很晚,在页岩气井的整个生命期内一般不会出现系统径向流^[15]。

在复合线性流后,压力扰动会进一步向周围储层传播。基于储层的几何形状和边界条件,可能会出现以下 3 种情况:封闭边界(拟稳态)、定压边界或无限大

边界。

对一特定的页岩储层来说,分段压裂水平井只能产出有效压裂体积内小范围的气体,且由于储层渗透率极低^[3,8,16],压力扰动传播速度非常慢,在水平井的生产过程中,除了井储效应外,一般会出现图 4-a 中的流态:早期线性流→早期径向流→裂缝边界流→复合线性流,而系统径向流在页岩气井的生命期内通常不会出现,而理论计算得出的外边界效应要在上百年之后才能看到。按照流态出现的顺序,双对数曲线上的压力导数曲线示意图如图 4-b 所示。

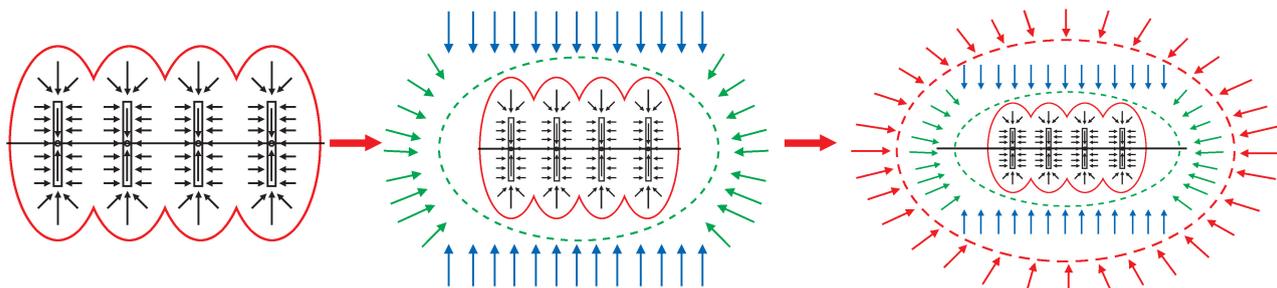
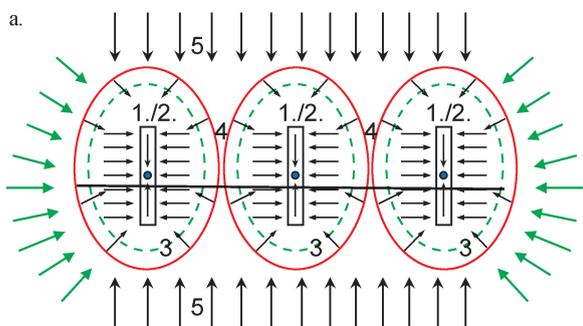


图 3 裂缝边界流→复合线性流→系统径向流示意图



1.早期线性流 2.早期径向流 3.裂缝边界流 4.复合线性流 5.系统径向流

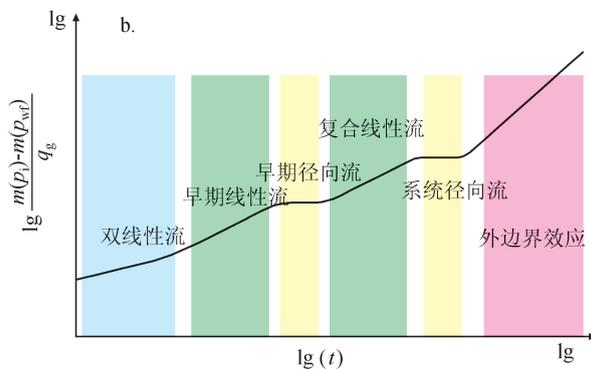


图 4 分段压裂水平井流态示意图(有限导流裂缝)与其对应的压力导数曲线示意图

3 压力恢复试井分析

国内页岩气井生产时间较短,不能从生产动态数据来完整地揭示页岩气藏分段压裂水平井的渗流特征,而压力恢复试井则能用相对较短的关井时间来展现其完整的流态演化,下面就从中国第一口页岩气水平井——W201-H1 井的压力恢复试井开展分析。

3.1 气井基本情况及测试数据质量评价

W201-H1 井于 2011 年 7 月完成水平段 11 级压裂施工,创造了当时国内页岩气水平井压裂段数最多、单井用量最大、施工排量最大、连续施工时间最长等多项纪录。

W201-H1 井压裂液返排程度较低,存在较为严重的井筒积液。该井投产时控制井口压力生产,初始产气量为 $1.34 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,关井前气井日均产气量为 $1.13 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

该井首先开展了 30 d 的压力恢复测试,此后又开展了“两开两关”共 20 d 的修正等时试井,测试获取的压力、温度如图 5 所示。测试数据质量良好,达到预期的试井目的。

3.2 压力恢复试井曲线诊断与特征分析

第一次关井(关井时间为 30 d)压力恢复双对数图如图 6 所示。

W201-H1 井水平井段较长,压裂规模较大,在双

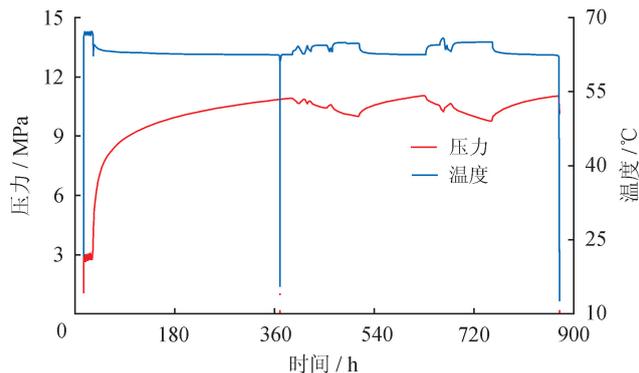


图5 W201-H1井压力—温度实测数据图

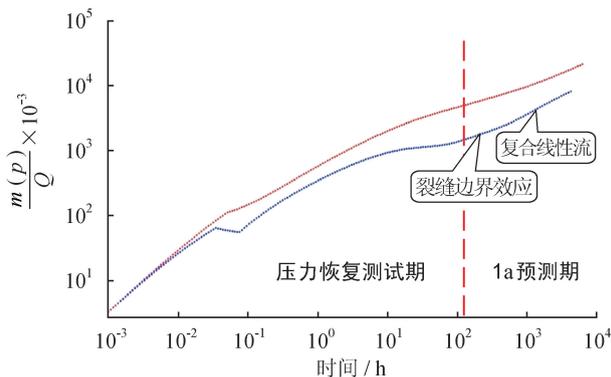


图7 1a期试井设计双对数图

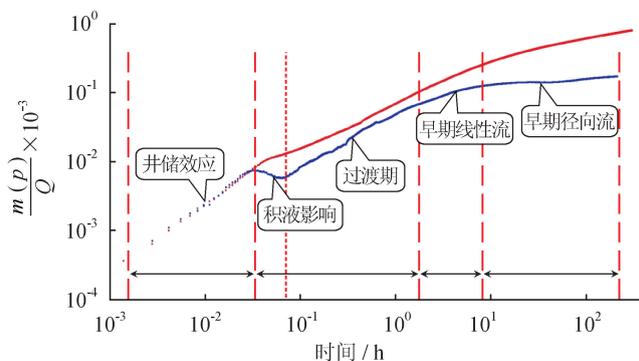


图6 第一次关井压力恢复双对数曲线图

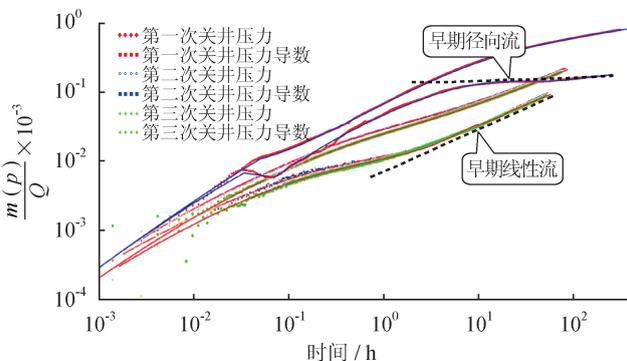


图8 3次关井压力恢复试井双对数曲线数拟合叠加分析图

对数曲线图上表现为井储效应明显。结合测试数据(图5)可知,第一次关井起始点压力较低,跨度范围较大,并且井底积液严重,图6中的压力导数曲线出现了负斜率,这种现象应归因于在关井初期可能是井筒积液回流至裂缝和储层造成的。

此后出现了径向流阶段(压力导数曲线接近水平)。对于出现的线性流和径向流,笔者认为应该是早期线性流和早期径向流。

为了验证分析中的线性流和径向流分别是早期线性流和早期径向流,应用最新试井分析软件中的分段压裂水平井模块,通过试井解释参数开展一个1a期的试井设计(设计气井日产气 $1.0 \times 10^4 \text{ m}^3$),以全面展现气井渗流特征(图7)。

从图7中的1a预测期可以看出,压力恢复测试期过后表现为裂缝边界流和复合线性流特征,气井生产1a仍然没有出现系统径向流和外边界效应,同时也验证了测试期出现的线性流和径向流分别为早期线性流和早期径向流。

将“两开两关”修正等时试井中的2次压力恢复双对数曲线与将第一次关井压力恢复双对数曲线相叠加,通过优化调整模型参数,双对数曲线拟合如图8所示。

从图8中可以看出,后2次关井压力恢复双对数图明显不同于第一次关井压力恢复双对数图,这归因于后2次关井压力起始点较高,压力跨度范围较小,井储效应和井底积液的影响大大减小,压力导数曲线没有出现负斜率。后2次关井由于关井时间较短,仅有5d,主要表现出早期线性流特征,没有出现径向流。因此,要展现页岩气分段压裂水平井比较完整的流态特征,获取准确的储层和裂缝参数,需要较长的关井时间,确保压力计尽量靠近水平段位置,并选择合适的关井点以最大限度地降低井储和井底积液的影响。

4 认识与结论

1)页岩气分段压裂水平井以横向缝为主,渗流形态依次表现为:(井筒与裂缝)井储效应→早期线性流(或双线性流)→裂缝边界流→复合线性流→系统径向流→外边界效应,在页岩气井的生命期内通常只出现前4种流态。

2)W201-H1井第一次关井压力恢复双对数曲线中出现的负斜率是井底积液回流所造成的,早期线性流特征不明显,表现出的径向流应为早期径向流,且该井未来1年内的生产均处于复合线性流阶段。

3)即使对于同一口分段压裂水平井在同一测试期内开展试井测试,由于关井点不同,关井压力恢复时间长短不同,其压力恢复双对数曲线也会差别较大,表现出的渗流形态也不同。

4)要展现页岩气分段压裂水平井井比较完整的流态特征,获取准确的储层和裂缝参数,需要较长的关井时间,确保压力计尽量靠近水平段位置,并选择合适的关井点以最大限度地降低井储和井底积液的影响。

参 考 文 献

- [1] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [2] GALE J F W, REED R M, HOLDER J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 603-622.
- [3] 张小涛, 吴建发, 冯曦, 等. 页岩气藏水平井分段压裂渗流特征数值模拟[J]. 天然气工业, 2013, 33(3): 47-52.
ZHANG Xiaotao, WU Jianfa, FENG Xi, et al. Numerical simulation of seepage flow characteristics of multi-stage fracturing (MSF) in horizontal shale gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(3): 47-52.
- [4] 李道伦, 徐春元, 卢德唐, 等. 多段压裂水平井的网格划分方法及其页岩气流动特征研究[J]. 油气井测试, 2013, 22(1): 13-16.
LI Daolun, XU Chunyuan, LU Detang, et al. Grid and pressure transient analysis for multi-stage fractured horizontal well in shale gas reservoir[J]. Well Testing, 2013, 22(1): 13-16.
- [5] 任俊杰, 郭平, 王德龙, 等. 页岩气藏压裂水平井产能模型及影响因素[J]. 东北石油大学学报, 2012, 36(6): 76-81.
REN Junjie, GUO Ping, WANG Delong, et al. Productivity model of fractured horizontal wells in shale gas reservoirs and analysis of influential factors[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2012, 36(6): 76-81.
- [6] 张士诚, 牟松茹, 崔勇. 页岩气压裂数值模型分析[J]. 天然气工业, 2011, 31(12): 81-84.
ZHANG Shicheng, MOU Songru, CUI Yong. Numerical simulation models with hydraulic fracturing in shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 81-84.
- [7] 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.
DUAN Yonggang, LI Jianqiu. Transient pressure analysis of infinite conductivity fractured wells for shale gas[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 26-29.
- [8] 李建秋, 曹建红, 段永刚, 等. 页岩气井渗流机理及产能递减分析[J]. 天然气勘探与开发, 2011, 34(2): 34-37.

- LI Jianqiu, CAO Jianhong, DUAN Yonggang, et al. Seepage mechanism and productivity decline of shale-gas well[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2011, 34(2): 34-37.
- [9] 程远方, 董丙响, 时贤, 等. 页岩气藏三孔双渗模型的渗流机理[J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 44-47.
CHENG Yuanfang, DONG Bingxiang, SHI Xian, et al. Seepage mechanism of triple-porosity/dual-permeability model for shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 44-47.
- [10] 李欣, 段胜楷, 侯大力, 等. 多级压裂页岩气水平井的不稳定生产数据分析[J]. 天然气工业, 2012, 32(12): 44-48.
LI Xin, DUAN Shengkai, HOU Dali, et al. An analysis of unsteady data of multi-fractured horizontal shale gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(12): 44-48.
- [11] CIPOLLA C L, LOLON E P, ERDLE J C. Modeling well performance in shale-gas reservoirs [C] // paper 125532 presented at the SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, 19-21 October 2009, Abu Dhabi, UAE. New York: SPE, 2009.
- [12] MEDEIROS F, OZKAN E. Productivity and drainage area of fractured horizontal wells in tight gas reservoirs [C] // paper 108110 presented at the Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium, 16-18 April 2008, Denver, Colorado, USA. New York: SPE, 2008.
- [13] BAIHLY J, ALTMAN R, MALPANI R, et al. Schlumberger. Shale gas production decline trend comparison over time and basins [C] // paper 135555 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 September 2010, Florence, Italy. New York: SPE, 2010.
- [14] AL-AHMADI HASAN A, ALMARZOOQ ANAS M. Application of linear flow analysis to shale gas wells — field cases [C] // paper 130370 presented at the SPE Unconventional Gas Conference, 23-25 February 2010, Pittsburgh, Pennsylvania, USA. New York: SPE, 2010.
- [15] BELL R O, WATTENBARGER R A. Rate transient analysis in naturally fractured shale gas reservoirs [C] // paper 114591 presented at the CIPC/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference, 16-19 June 2008, Calgary, Alberta, Canada. New York: SPE, 2008.
- [16] 李治平, 李智峰. 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 shale gas flow in nano-pores[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4): 50-53.