

页岩气藏水平井开采动态数值模拟研究

谢 川 郭 肖

西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500

摘 要:页岩气藏具有特低孔低渗、吸附气含量高、无自然产能等特点,只有利用水平井技术及大型压裂增产措施,才能获得商业气。为了更为准确地对页岩气藏水平井开采动态进行模拟研究,综合考虑页岩气解吸、扩散、基质内运移和气体滑脱效应等特征,运用数值模拟软件 Eclipse 建立相应的单井数值模型,并对产能影响因素进行敏感性分析。研究表明,气体滑脱效应在开发中后期有利于水平井产气量的提高,在生产开发过程中,应尽量考虑气体滑脱效应对产气量的影响;天然裂缝渗透率、分段压裂裂缝导流能力、裂缝间距和裂缝半长的变化对水平井产气量影响很大,敏感性很高;水平井分段压裂参数是影响页岩气井产量的重要参数,应对相应压裂参数进行合理优化。

关键词:页岩气;水平井;分段压裂;滑脱效应;数值模拟

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2015.06.010

0 前言

页岩气是指以吸附态和游离态赋存于富有机质和纳米级孔径的黑色页岩地层中的天然气,是一种清洁高效的非常规天然气。在页岩气层中,富烃页岩不仅是天然气的烃源岩,也是储存和富集天然气的储集岩和盖层,为典型的“自生自储、原地滞留”的聚集模式。页岩储层一般天然裂缝发育,可为页岩气提供充足的储集空间,同时裂缝也是页岩气流入井筒的唯一通道。页岩气开采以水平井为主,页岩储层必须经过大型压裂改造才能获得商业产量,水平井技术及压裂增产工艺是实现高效开发页岩气藏的关键技术。

目前,国外已经在页岩气渗流机理及数值模拟技术方法上开展了一些研究^[1-3],而国内仅有少数科研工作者对页岩气井的生产动态、气井产能影响因素、页岩气藏渗流机理和数值模拟技术进行了研究^[4-12]。笔者在综合考虑页岩气解吸、扩散、基质内运移和滑脱效应等特征后,利用商业数值模拟软件 Eclipse 2011.1,建立了考虑气体解吸、扩散、基质内运移以及滑脱效应的页岩气藏分段压裂水平井单井数值模型,模拟分析了页岩气井的生产动

态,对产能影响因素进行了敏感性分析,为确定页岩气井生产动态特征和水平井的分段压裂提供理论依据。

1 页岩气井模型的建立

页岩气藏具有特低孔低渗、吸附气含量高、无自然产能等特点,因此页岩气藏数值模拟更具复杂性和挑战性。目前页岩气藏数值模拟模型包括双重介质模型、多重介质模型和等效介质模型^[6],其中双重介质模型应用得最多。双重介质模型假设页岩由基质和裂缝两种孔隙介质构成,裂缝为页岩气的主要渗流通道,而基质为主要的流体储集空间。本文在双重介质系统基础上,对页岩基质网格进行离散化处理,将一个基质网格离散成多个嵌套子网格,以此更能准确表征流体在低渗透率基质网格块中的瞬间流动,原理见图1。页岩气的运移产出经历了解吸、扩散、渗流三个过程,基质系统中仅考虑解吸和扩散,裂缝系统的运移为考虑了克林肯伯格效应的广义达西渗流;模型中的解吸过程仅考虑延时解吸这一种模式,解吸出的页岩气的扩散作用遵循 Fick 扩散定律;利用传导率乘数方法来模拟页岩气储层中裂缝渗透率随地层

收稿日期:2015-05-26

基金项目:国家重大科技专项“页岩气开发机理及技术政策研究”(2011 ZX 05018-005)

作者简介:谢 川(1988-),男,湖北天门人,硕士研究生,主要从事油气藏数值模拟及非常规油气开发研究。

压力变化而变化,以此在模型中考虑滑脱效应的影响。

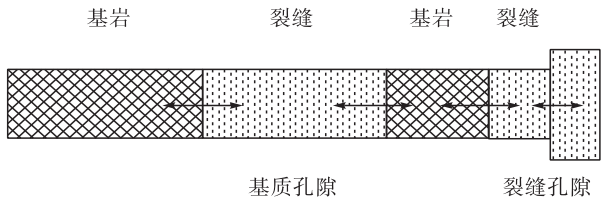


图1 基质网格离散化原理图

有限差分模拟器(Eclipse 油气藏模拟软件中的页岩气藏模块)认为天然气储存在致密页岩基质的孔隙空间内,并吸附在页岩有机物上,游离气则蕴藏在页岩地层的天然裂缝内。在建立气藏单井模型时,基质裂缝系统渗透率、气体扩散系数、Langmuir 压力常数、基质裂缝窜流系数、吸附气含量以及甲烷吸附等温线函数等气藏特性都可以很容易地包括在模型中。同时 Eclipse 模拟器还可以很好地对水平井及分段压裂进行模拟,通过油气藏模拟可以对多种气井产能影响因素(气藏自身参数和水平井分段压裂参数)进行敏感性分析。

笔者运用数值模拟软件 Eclipse 2011.1 页岩气藏模块建立三维地质模型,地质模型中心设置一口水平井,通过控制网格尺寸来模拟分段压裂缝及天然裂缝,基准方案的模型网格数为 $89 \times 41 \times 1$,其中基质嵌套子网格数为4,模型大小为 $1\,251\text{ m} \times 534.2\text{ m} \times 10\text{ m}$ 。模型顶深为 $2\,100\text{ m}$,有效厚度为 10 m ,假定气体组分均为甲烷气体。模型的基本物性参数见表1。

表1 模型基本物性参数设置

基本物性参数	参数值	基本物性参数	参数值
基质孔隙度 $/(\%)$	10	气体扩散系数 $/(\text{m}^2 \cdot \text{d}^{-1})$	0.65
裂缝孔隙度 $/(\%)$	1	气藏原始压力 $/\text{MPa}$	20.68
基质渗透率 $/10^{-3} \mu\text{m}^2$	0.000 1	初始含水饱和度 $/(\%)$	5
裂缝渗透率 $/10^{-3} \mu\text{m}^2$	0.001	水平井长度 $/\text{m}$	921
岩石压缩系数 $/\text{MPa}^{-1}$	1.45×10^{-4}	压裂间距 $/\text{m}$	90
窜流系数	0.08	裂缝半长 $/\text{m}$	124.5
气体比重	0.678	裂缝宽度 $/\text{m}$	0.1
Langmuir 压力常数 $/\text{MPa}$	5.76	裂缝高度 $/\text{m}$	10
Langmuir 体积常数 $/(\text{cm}^3 \cdot \text{g}^{-1})$	3.78	人工裂缝渗透率 $/10^{-3} \mu\text{m}^2$	100

2 页岩气井生产动态模拟

页岩气藏的特殊孔隙结构决定了页岩气具有特殊

的渗流方式,从宏观和微观流动特征分析,页岩气在双重介质中的流动是一个复杂的多尺度流动过程,运移出机理特殊,同时页岩储层压力的降低是使页岩气解吸和运移的直接动力。页岩气井在投产初期的产气量高,这部分气主要来源于聚集在基质孔隙和裂缝中的游离气,但递减较快;随着游离气被不断采出,地层压力不断降低,吸附于页岩基质表面的天然气开始慢慢解吸,在浓度差的作用下运移至裂缝,最后进入井筒被采出,后期产量递减缓慢,气井生产年限较长。图2中分别模拟了考虑滑脱和不考虑滑脱两种方案下分段压裂水平井的产气量递减曲线。从图2曲线可以看出,页岩气井在开采初期产气量高,气井产气量递减异常显著,这部分气主要来源于裂缝孔隙中的游离气。由于游离气的大量产出,以及气体的解吸扩散速度小于渗流运移速度,日产量曲线的下滑趋势开始变缓;随着地层压力和游离气的进一步下降和产出,在中后期相当长一段时间里,基岩表面的吸附气快速解吸后在基质孔隙中出现大量的解吸气,增加了基质孔隙和裂缝孔隙中气体的浓度,在扩散和渗流作用下最终运移到井筒,导致气井产气量在生产中后期保持稳步缓慢递减的状态。

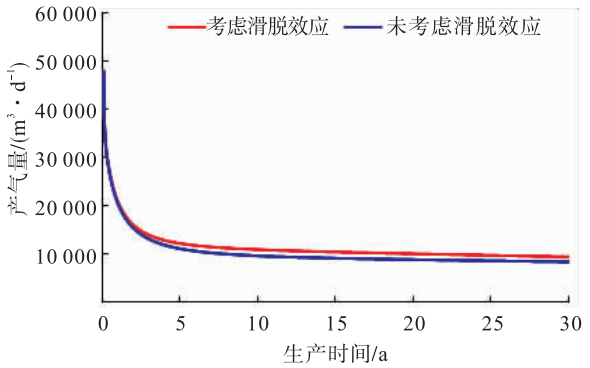


图2 页岩气井产量递减曲线模拟图

从图2还可以看出,在水平井开采初期,两种方案产气量差别不大,之后开始存在一定的差异。这说明在水平井开采初期,滑脱效应对水平井产气量的影响很小,之后对产气量的影响日益明显。滑脱效应在开发中后期有利于水平井产量的提高,气体的流动因滑脱效应的存在更加顺畅,使页岩气井的产量增大。因此在页岩气生产开发过程中,应尽量考虑滑脱效应对产气量的影响,加快相应页岩气开发技术的创新,合理高效地开发页岩气。

在气井生产过程中,储层的压力分布变化情况也反映了气井生产动态的情况,图3为页岩气分段压裂水平井不同开采时期的压力分布图。从图3可以看出,在页岩气藏水平井生产初期,压力降低最早出现于人工压裂形成的主裂缝,最先产出的气体也是这些裂缝中的游离气;随着开采的不断进行,主裂缝处的压力不断降低,压降漏斗随之增大,压力波及范围扩大,裂缝周围的吸附气在降

压过程中开始解吸,未被改造的储层开始向主裂缝供气。在开发后期,压力波及范围不再扩大,单井控制储量范围有限,只能通过增加井的数量来提高页岩气产量。

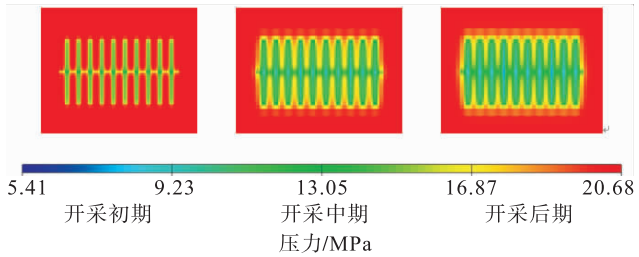


图3 页岩气分段压裂水平井不同生产时期的压力分布图

3 页岩气井产能影响因素分析

在所建立的地质模型基础上,对页岩气井产能的主要影响因素进行敏感性分析,包括天然裂缝渗透率、基质—裂缝耦合因子(窜流系数)、气体扩散系数等气藏自身参数,以及分段压裂裂缝间距、裂缝半长、裂缝导流能力等水平井分段压裂参数。

3.1 天然裂缝渗透率

不同天然裂缝渗透率及产气量见表2,产气量随时间变化的曲线见图4。从表2和图4可以看出,天然裂缝渗透率对页岩气藏水平井的产气量影响很大,随着天然裂缝渗透率从 $0.0001\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 增大到 $0.005\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,水平井的产气量增长幅度很大,说明天然裂缝渗透率对水平井产气量的敏感性很高。同时,天然裂缝渗透率越高,地层压力下降越快,导致页岩气解吸速度越快,天然裂缝渗透率的提高也为气体流向井筒提供了更为顺畅的流动通道。天然裂缝渗透率的高低直接影响着气体从基质通过微裂缝运移到人工裂缝的快慢,因此,天然裂缝的发育程度及渗透性的好坏对储层中气体的运移及最终产气量有很大影响。

表2 不同天然裂缝渗透率及产气量

方案	裂缝网格渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	产气量/ 10^8m^3
1	0.0001	0.547
2	0.0005	0.776
3	0.001	1.260
4	0.005	1.932

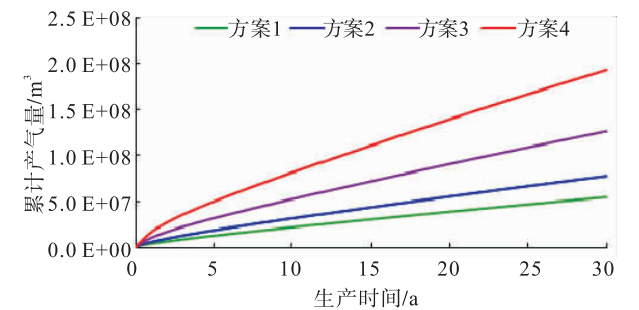


图4 产气量随时间变化的曲线(不同裂缝渗透率)

3.2 基质—裂缝耦合因子

基质—裂缝耦合因子是双重孔隙介质的一个重要表征参数,表示双重孔隙储层中裂缝系统与基质系统之间流体交换的难易程度,反映气体由基质系统向裂缝窜流的能力。不同基质—裂缝耦合因子及产气量见表3,产气量随时间变化的曲线见图5。由表3和图5可以看出,基质—裂缝耦合因子对产气量的影响较大,当基质—裂缝耦合因子从0.004增大到0.4时,产量上升幅度较大;基质—裂缝耦合因子对气井产量的影响主要发生在开采的中后期,初期气井所产出的气主要是裂缝孔隙中的游离气,到中后期基质系统中的游离气和解吸气对气井产量的贡献越来越大,对于双孔单渗模型,裂缝系统与基质系统间的气体交换作用显得非常重要。

表3 不同基质—裂缝耦合因子及产气量

方案	基质—裂缝耦合因子	产气量/ 10^8m^3
1	0.004	0.619
2	0.04	1.012
3	0.08	1.260
4	0.4	1.645

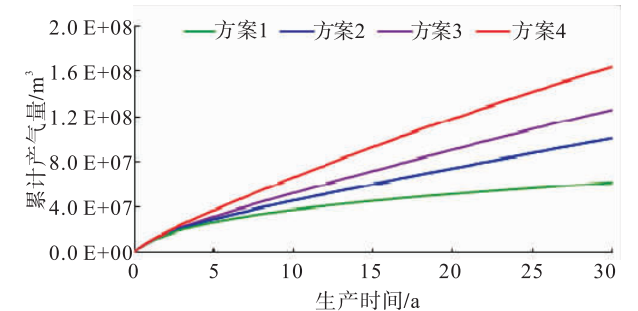


图5 产气量随时间变化的曲线(不同基质—裂缝耦合因子)

3.3 气体扩散系数

气体扩散系数反映了基质孔隙中页岩气的扩散能力。不同气体扩散系数及产气量见表4,产气量随时间变化的曲线见图6。由表4和图6可以看出,当气体扩散系数从 $0.065\text{m}^2/\text{d}$ 增大到 $6.5\text{m}^2/\text{d}$ 时,水平井产气量上升幅度较大,气体扩散系数对产气量的敏感性较高。气体扩散系数对气井生产初期的产气量影响较小,其对产气量的影响主要是在生产的中后期,这是因为气井在生产初期的产气主要是裂缝孔隙中的游离气,气体的运移以裂缝中的渗流为主,扩散作用相对很弱;随着游离气的大量产出,基质中的吸附气开始大量解吸,压力下降缓慢,气体的扩散作用开始突显出来。

表4 不同气体扩散系数及产气量

方案	气体扩散系数/ $(\text{m}^2\cdot\text{d}^{-1})$	产气量/ 10^8m^3
1	0.065	0.619
2	0.65	1.012
3	3.25	1.260
4	6.5	1.643

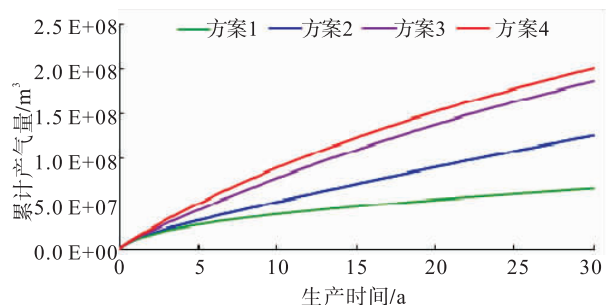


图6 产气量随时间变化的曲线(不同气体扩散系数)

3.4 分段压裂裂缝间距

不同分段压裂裂缝间距及产气量见表5,产气量随时间变化的曲线见图7。从表5和图7可以看出,随着裂缝间距的增大,产气量下降幅度较大,裂缝间距的变化对水平井产气量敏感性较高。这说明在综合考虑储层条件和压裂成本的前提下,应尽量缩短裂缝间距,合理增加分段压裂裂缝条数,扩大有效压裂面积,将压裂裂缝与天然裂缝充分连通,增加流体的有效流动通道。

表5 不同分段压裂裂缝间距及产气量

方案	裂缝间距 /m	产气量 / 10^8 m^3
1	90	1.260
2	180	0.968
3	270	0.806

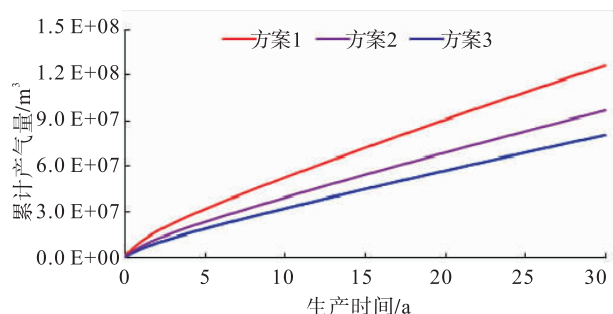


图7 产气量随时间变化的曲线(不同裂缝间距)

3.5 分段压裂裂缝半长

不同分段压裂裂缝半长及产气量见表6,产气量随时间变化的曲线见图8。从表6和图8可以看出,随着分段压裂裂缝半长的增加,水平井产气量明显增大,但当裂缝半长增加到一定值的时候,产气量的增长幅度随裂缝半长的增加而减小,这是因为当裂缝半长增加到一定值时,压裂裂缝已经充分连通了远井地带的天然裂缝,提供了充足的流体流动通道,有利于远井地带的页岩气向井筒流动。同时当裂缝半长很短时,产气量十分低,因此在充分考虑压裂成本的前提下,尽可能增大裂缝半长,将压裂裂缝与远井地带的天然裂缝进行连通,有利于增加水平井产气量。

表6 不同分段压裂裂缝半长及产气量

方案	裂缝半长 /m	产气量 / 10^8 m^3
1	40	0.363
2	80	0.592
3	124.5	1.260
4	162	1.447

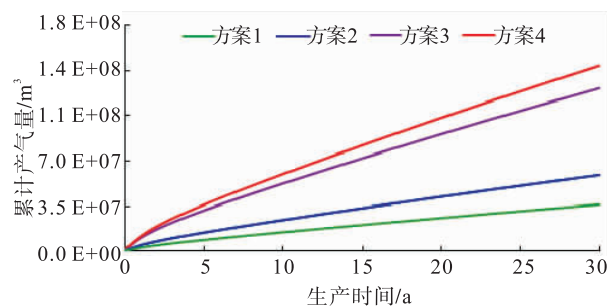


图8 产气量随时间变化的曲线(不同裂缝半长)

3.6 分段压裂裂缝导流能力

不同分段压裂裂缝导流能力及产气量见表7,产气量随时间变化的曲线见图9。裂缝的导流能力是衡量人工压裂形成的裂缝体系是否具有经济效益的一个很重要指标,页岩气藏的开发不仅仅依靠复杂的裂缝网络系统,还需要压裂裂缝有足够的导流能力。从表7和图9可以看出,随着裂缝导流能力的增加,水平井产气量大幅上升,说明裂缝导流能力的变化对水平井产气量的敏感性很高。因此,在压裂施工过程中,应尽可能增加裂缝的导流能力,提高压裂支撑剂的性能,加大流体在压裂裂缝中的流动效率。同时,在大型压裂过程中如果能形成较高导流能力的裂缝,可相应减少压裂级数,减少成本。

表7 不同分段压裂裂缝导流能力及产气量

方案	裂缝导流能力 /($10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$)	产气量 / 10^8 m^3
1	1	0.793
2	5	1.165
3	10	1.260
4	50	1.382

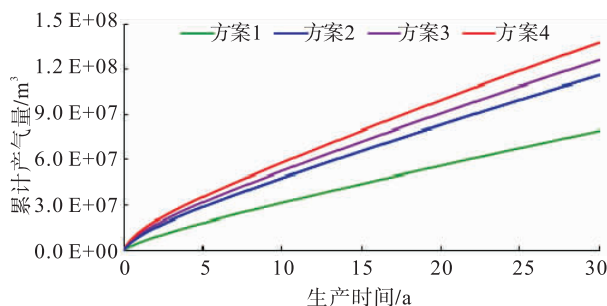


图9 产气量随时间变化的曲线(不同裂缝导流能力)

4 结论

1)在水平井开采初期,滑脱效应对水平井产气量影响很小,之后对产气量的影响日益明显,滑脱效应在开发后期有利于水平井产气量的提高。滑脱效应的存在,

使气体的流动更加顺畅,从而使页岩气井的产气量增大。因此在页岩气的生产开发过程中,应尽量考虑滑脱效应对产气量的影响。

2)从敏感性分析结果来看,天然裂缝渗透率、分段压裂裂缝导流能力、分段压裂裂缝间距和裂缝半长的变化对水平井产气量影响很大,敏感性很高;基质—裂缝耦合因子和气体扩散系数对页岩气井中后期的产气量具有一定影响,反映出裂缝系统与基质系统之间流体交换的难易程度,以及基质系统内气体的扩散对气井中后期的产气量影响较大,页岩气井的产气量是游离气运移和吸附气解吸、扩散共同作用的结果。

3)水平井分段压裂参数是影响页岩气井产气量的重要参数,因此必须采用水平井和有效的压裂方式对页岩气进行开采,扩大有效压裂面积,将压裂裂缝与天然裂缝充分连通,增加流体的有效流动通道,同时提升裂缝的导流能力,提高压裂支撑剂的性能,加大流体在压裂裂缝中的流动效率。

4)在综合考虑储层条件和压裂成本的前提下,应对压裂水平井的裂缝间距、裂缝半长、裂缝条数等水力压裂参数进行合理优化。

参考文献:

- [1] Freeman C M, Moridis G, Blasingame T A, et al. A Numerical Study of Performance for Tight Gas and Shale Gas Reservoir Systems[C]//Paper SPE 124961 Presented at the 2009 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October 2009, New Orleans, Louisiana, USA. New York: SPE, 2009.
- [2] Zhang X, Du C, Deimbacher F, et al. Sensitivity Studies of Horizontal Wells with Hydraulic Fractures in Shale Gas Reservoirs[C]//Paper IPTC 13338 Presented at the International Petroleum Technology Conference, 7-9 December 2009, Doha, Qatar.
- [3] Kalantari-Dahaghi A, Mohaghegh S D. Numerical Simulation and Multiple Realizations for Sensitivity Study of Shale Gas Reservoirs[C]// Paper SPE 141058 Presented at the SPE Production and Operations Symposium, 27-29 March 2011, Oklahoma City, Oklahoma, USA. New York: 2011.
- [4] 胡嘉,姚猛.页岩气水平井多段压裂产能影响因素数值模拟研究[J].石油化工应用,2013,32(5):34-39.
Hu Jia, Yao Meng. Multiple Fracturing of Horizontal Well in Shale Gas Productivity Factors Numerical Simulation Researching[J]. Petrochemical Industry Application, 2013, 32(5): 34-39.
- [5] 陆程,刘雄,程敏华,等.页岩气藏开发中水力压裂水平井敏感参数分析[J].特种油气藏,2013,20(5):114-117.
Lu Cheng, Liu Xiong, Cheng Minhua, et al. Sensitive Analysis of Hydraulic Fracturing Horizontal Wells in Shale Gas Reservoirs[J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2013, 20(5): 114-117.
- [6] 孙海,姚军,孙致学,等.页岩气数值模拟技术进展及展望[J].油气地质与采收率,2012,19(1):46-49.
Sun Hai, Yao Jun, Sun Zhixue, et al. Recent Development and Prospect on Numerical Simulation of Shale Gas Reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(1): 46-49.
- [7] 魏明强,段永刚,方全堂,等.页岩气藏孔渗结构特征和渗流机理研究现状[J].油气藏评价与开发,2011,1(4):73-77.
Wei Mingqiang, Duan Yonggang, Fang Quantang, et al. Current Research Situation of Porosity & Permeability Characteristics and Seepage Mechanism of Shale Gas Reservoir[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2011, 1(4): 73-77.
- [8] 高树生,于兴河,刘华勋.滑脱效应对页岩气井产能影响的分析[J].天然气工业,2011,31(4):55-58.
Gao Shusheng, Yu Xinghe, Liu Huaxun. Impact of Slippage Effect on Shale Gas Well Productivity[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(4): 55-58.
- [9] 任飞,王新海,谢玉银,等.考虑滑脱效应的页岩气井底压力特征[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2013,35(3):124-126.
Ren Fei, Wang Xinhai, Xie Yuyin, et al. Characteristics of Bottom Pressure of Shale-gas Well Considering Slippage Effect[J]. Journal of Oil and Gas Technology (Journal of Jiangnan Petroleum Institute), 2013, 35(3): 124-126.
- [10] 蒋裕强,董大忠,漆麟,等.页岩气储层的基本特征及其评价[J].天然气工业,2010,30(10):7-12.
Jiang Yuqiang, Dong Dazhong, Qi Lin, et al. Basic Features and Evaluation of Shale Gas Reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 7-12.
- [11] 姚军,孙海,樊冬艳,等.页岩气藏运移机制及数值模拟[J].中国石油大学学报(自然科学版),2013,37(1):91-98.
Yao Jun, Sun Hai, Fan Dongyan, et al. Transport Mechanisms and Numerical Simulation of Shale Gas Reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition), 2013, 37(1): 91-98.
- [12] 钱旭瑞,刘广忠,唐佳,等.页岩气井产能影响因素分析[J].特种油气藏,2012,19(3):81-83.
Qian Xurui, Liu Guangzhong, Tang Jia, et al. Analysis of Influencing Factors on Shale Gas Well Productivity[J]. Special Oil and Gas Reservoir, 2012, 19(3): 81-83.