

页岩气藏水平井分段压裂渗流特征数值模拟

张小涛 吴建发 冯曦 邓惠 杨济源

中国石油西南油气田公司勘探开发研究院

张小涛等. 页岩气藏水平井分段压裂渗流特征数值模拟. 天然气工业, 2013, 33(3): 47-52.

摘 要 页岩气藏具有独特的存储和低渗透特征, 其开采技术也有别于常规气藏的开采技术, 水平井完井技术和分段压裂技术是成功开发页岩气藏的两大关键技术。水平井完井和分段压裂后形成的复杂裂缝网络体系以及吸附气的解吸作用等因素, 都给页岩气井的渗流机理研究带来极大挑战。研究表明, 利用数值模拟软件来模拟页岩气井的裂缝网络系统, 不仅能模拟页岩气的渗流机理, 也能为编制页岩气藏开发方案提供可靠的理论依据。因此以 Eclipse2010.1 数值模拟软件为研究平台, 建立了 3 种考虑吸附气解吸的页岩气分段压裂水平井数值模型, 能够模拟页岩气藏水平井的生产动态, 对体积压裂后形成的裂缝参数进行优化模拟。结论认为: 只有通过增加水平井的数量和储层改造体积(SRV)、选取异常高压区钻井和压裂出具有充分导流能力的裂缝, 才能有效提高页岩气藏的采收率, 实现页岩气藏的有效开发。

关键词 页岩气藏 开发 水平井 分段压裂 数值模拟 裂缝优化 模型 提高采收率

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2013.03.011

Numerical simulation of seepage flow characteristics of multi-stage fracturing (MSF) in horizontal shale gas wells

Zhang Xiaotao, Wu Jianfa, Feng Xi, Deng Hui, Yang Jiyuan

(Exploration and Development Institute of Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610041, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 33, ISSUE 3, pp. 47-52, 3/25/2013. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Due to unique features of preservation and very low permeability, shale gas reservoirs necessitate the recovery technology distinct from that for conventional gas reservoirs. Horizontal well completion and multi-stage fracturing (MSF) are two key technologies for successful shale gas reservoir development. But on the other hand, the resulted complex fracture network system and desorption of adsorbed gas constitute a great challenge to research on the seepage flow mechanism of MSF in shale gas wells. This study shows that the numerical simulation software can be adopted to simulate the said complex fracture system, with which not only can the system's seepage flow mechanism be simulated, but a reliable theoretical basis can be provided for formulating shale gas reservoir development plans. Therefore, with the Eclipse simulation 2010.1 as a research platform, the well numerical models considering the desorption of adsorbed gas were established to simulate the dynamic characteristics of horizontal shale gas wells and to optimize parameter simulation for fractures formed by high volume hydraulic fracturing (HVHF). Through analysis it is concluded that shale gas recovery efficiency will be improved and shale gas reservoirs will be effectively developed only by increasing the number and SRV (Stimulated Reservoir Volume) of horizontal wells, selecting abnormal pressure zones for boreholes, and creating adequately conductive fractures.

Key words: shale gas reservoir, development, horizontal well, MSF (multi-stage fracturing), numerical simulation, fracture optimization, model, EOR

基金项目: 国家科技重大专项课题“大型油气田及煤层气开发”(编号: 2012ZX05018-006-04)。

作者简介: 张小涛, 1982 年生, 博士, 工程师; 主要从事气田开发动态分析、气藏数值模拟及试井分析研究工作。地址: (610041) 四川省成都市高新区天府大道北段 12 号。电话: 13880900433。E-mail: zxt8206@petrochina.com.cn

页岩气是赋存于页岩裂隙、微细孔隙及层面内的天然气,储气方式以游离气和吸附气为主,其储层的渗透率极低、气流的阻力比常规储层大得多,因此页岩气藏中流体的渗流机理与常规气藏存在显著区别。页岩气藏一般天然裂缝发育,但大部分天然裂缝必须经压裂才能张开,因此商业化开发页岩气藏必须要进行水力压裂,裂缝是页岩气的主要运输通道,水平井完井技术和压裂增产工艺措施是实现页岩气藏成功经济开发的关键技术。

目前,国外已经对页岩气渗流的运移机制和数值模拟方法开展了一些研究^[1-5],而中国仅有少数研究者探讨了分段压裂水平井的产能影响因素^[6-12]。笔者以油气藏数值模拟软件 Eclipse2010.1 为研究平台,建立考虑吸附气解吸作用的页岩气藏水平井分段压裂单井数值模型,模拟页岩气井的压力动态,分析体积压裂造成的裂缝参数对页岩气藏水平井产能的影响,为页岩气藏水平井的分段压裂提供理论依据。

1 单井数值模型

目前页岩气数值模拟模型主要包括双重介质、多重介质和等效介质等三种模型。其中双重介质模型采用的最多,该类模型假设页岩由基岩和裂缝两种孔隙介质构成。气体在页岩中以游离态和吸附态两种形式存在,裂缝中仅存在游离态气,基岩中不仅存在游离态气,还有部分气体吸附于基岩孔隙表面。模型一般假设页岩气在裂缝中流动是达西流动和高速非达西流,在基岩孔隙中的运移机制是菲克扩散或考虑克林伯格效应的非达西流动。

笔者采用 Eclipse2010.1 软件的煤层气(CBM)模型,应用块中心网格建立网格模型,如图 1 所示。模拟工区的长×宽×高为:1 860 m×797 m×100 m,采用不等间距网格; x 方向的网格大小为0.03~80 m, y 方

向的网格大小为 6~40 m, z 方向 5 套基质和裂缝组合的厚度均为 20 m,净毛比为 0.4,模型的网格节点为:129×41×10=52 890。模拟井水平段长为 1 100 m,水平段共压裂 10 段,设计裂缝半长均为 100 m,主裂缝宽度采用最小步长,即假设主裂缝宽度为 0.03 m。模型的顶深 2 500 m,气水界面 2 700 m,压力系数 2.0,假定气体组分均为 C_1 ,每层的基本物性参数如表 1 所示。

表 1 水平井数值模型的基本物性参数表

层位	基质孔隙度	裂缝孔隙度	基质渗透率/ mD	裂缝渗透率/ mD
1、2、3	0.250	0.003	10^{-5}	10^{-4}
4、5	0.30			

模型中吸附气的解吸遵循 Langmuir 等温吸附定律(表 2),纵向上由顶到底,第 1~3 层的等温吸附曲线见图 2,第 4~5 层的等温吸附曲线见图 3。模型的储量为 $9.92 \times 10^8 \text{ m}^3$,总含气量为 $2.57 \text{ m}^3/\text{t}$,其中游离气占总含气量的 58%,吸附气占总含气量的 42%。

表 2 水平井数值模型的等温吸附参数表

等温吸附定律参数	第 1~3 层	第 4~5 层
Langmuir 体积/ $(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$	0.7	2.0
Langmuir 压力/MPa	6.8	6.8

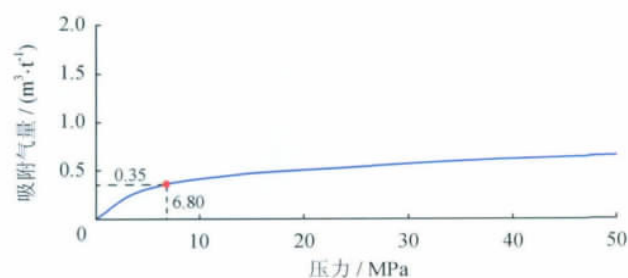


图 2 第 1~3 层等温吸附曲线图

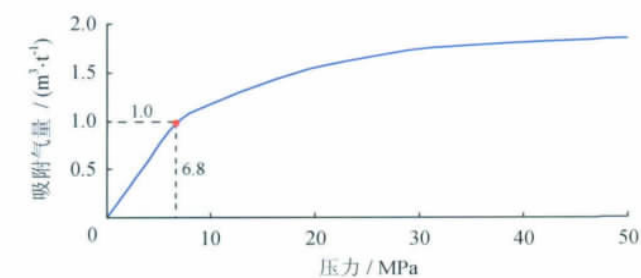


图 3 第 4~5 层等温吸附曲线图

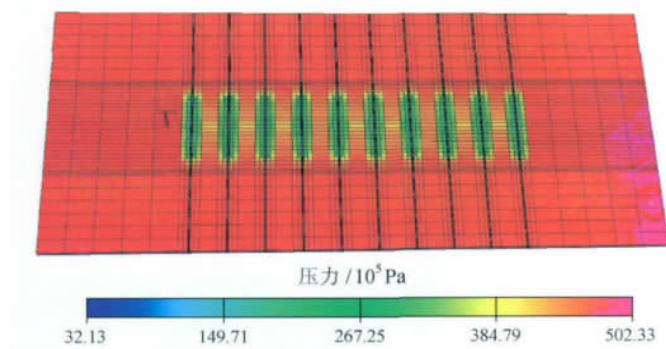


图 1 页岩气藏分段压裂水平井单井数值模型图

2 页岩气井生产动态模拟

页岩气井在投产初期产气量较高但递减迅速,后期相当长时间内产量低,递减缓慢,因此气井的寿命比常规气藏的气井也要长得多。图 4 中模拟了基质渗透率分别为 1×10^{-4} mD、 1×10^{-5} mD 和 1×10^{-6} mD 3 种情况下分段压裂水平井的产量递减曲线,气井均以 8×10^4 m³ 的日产气量投产,井底压力控制为 3 MPa,表 3 中给出了不同生产时间的日产气量。从图 4 和表 3 不难看出,页岩气井在生产初期的产量递减异常显著,根据国外的页岩气藏数据资料统计,页岩气井在投产的第 1 年内产量递减最高在 80% 以上,以后递减逐渐减缓。

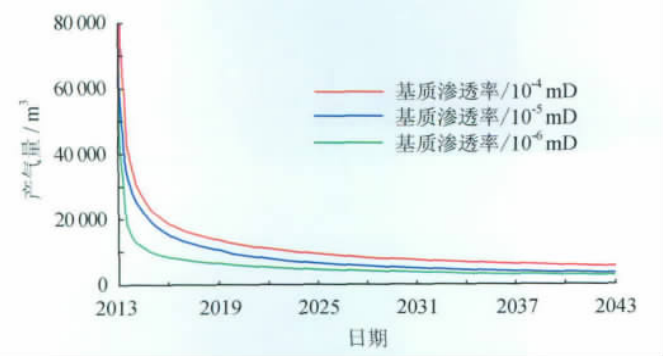


图 4 页岩气藏分段压裂水平井产量递减曲线模拟图

表 3 气井不同生产时间段的日产气量表

基质渗透率/ mD	不同生产时间的日产气量/ 10^4 m ³						
	0.5 a	1 a	2 a	3 a	7 a	15 a	30 a
10^{-4}	4.28	3.10	2.25	1.86	1.23	0.81	0.54
10^{-5}	3.40	2.61	1.89	1.53	0.92	0.54	0.33
10^{-6}	1.85	1.32	0.98	0.83	0.58	0.40	0.26

页岩气井投产初期,地层压力较高,此阶段采出的天然气主要是游离气。其后地层压力逐渐降低,当地层压力降低到一定程度时,页岩储层中的吸附气会慢慢的解吸出来。图 5 模拟了这种吸附气解吸作用的影响,其中解吸过程同时考虑了瞬时解吸和延时解吸两种模式,表 4 中给出了预测 30 a 后的累计产气量。从图 5 中可以看出,在气井最初投产的 3~5 a 内,发生解吸的吸附气量较少,因此气井采出的基本都是游离气,随着地层压力的降低,大量吸附气慢慢发生解吸,根据图中的预测,气井生产 30 a 后,吸附气的解吸作用可以使单井的累计产气量提高 10% 左右,表明吸附气的解吸作用对气井的生产动态影响较小,但不能忽略。吸附气的解吸作用主要发生在页岩气井的开采后

期,而且气井的井底压力控制的越低,这种作用就越明显。随着网格块尺寸的增加和裂缝导流能力、基质岩石渗透率的降低,解吸作用会变得越来越困难。另外,瞬时吸附模式假定吸附气解吸后,压力能够瞬间达到平衡,而延时吸附模式假定吸附气解吸后的扩散过程遵循 Fick 扩散定律,瞬间吸附模式累计产气量比延时吸附模式高得多(表 4),须谨慎选用瞬时吸附模式。

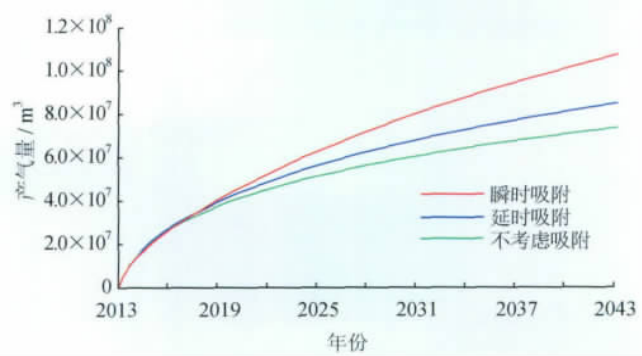


图 5 考虑吸附气解吸作用的累计产气量图

表 4 3 种不同吸附模式的气井累计产气量表

吸附模式	累计产气量/ 10^4 m ³
瞬时吸附	10 763
延时吸附	8 535
不考虑吸附	7 393

页岩储层的渗透率极低,一般都要经过大规模体积压裂,在气井周围形成复杂的裂缝网络体系,页岩气井才能获得工业气流。图 6 展示了上述模型中分段压裂水平井生产不同时间后的压力分布情况,在分段压裂水平井投产初期,首先采出的是压裂形成的主裂缝中的游离气,进而采出整个储层改造区域(SRV)内的游离气,当生产 1 a 左右时间后,压力波及了 SRV 区域的边缘。在此之前一直是体积压裂改造形成的裂缝网络系统向气井供气,因此气井的产量递减迅速,这与图 4 中的产量递减现象是相吻合的。随着生产时间,气井形成的压降漏斗随之增大(图 6),储层未被改造到的区域开始向气井供气,随着游离气的逐渐采出,储层中压力降低,吸附气开始解吸附(图 5)。页岩气井后期的产量虽然较低,但是相对稳定。从图 6-d~f 中大致可以看出,当气井生产足够长时间后,压力波及范围已基本不变,单井控制范围较小,只能靠增加水平井的数量来提高整个气藏的采出程度。

3 裂缝参数优化模拟

页岩储层的体积压裂改造,通过多方向人工缝裂

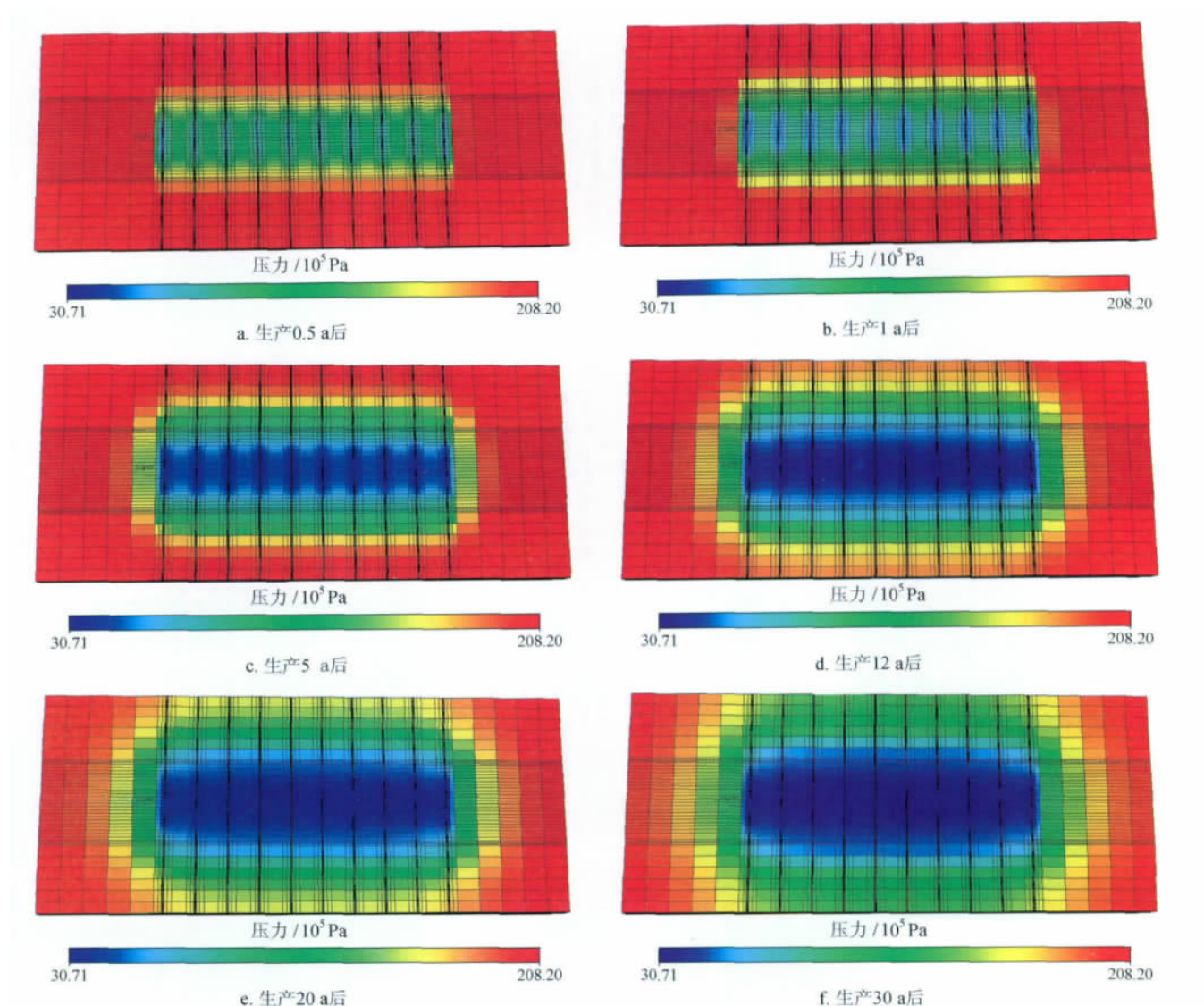


图 6 页岩气藏分段压裂水平井不同生产时间的压力分布预测图

沟通更多的天然裂缝,增加泄流面积。图 7 和图 8 分别模拟了不同裂缝半长和不同裂缝间距条件下的单井模型累计产气量的对比情况,表 5 和表 6 分别给出了具体的累计产气量。结合图 7 和表 5、图 8 和表 6 可以看出,当体积压裂形成的主裂缝较短或分段压裂的级数较少时,增加主裂缝的长度和分段压裂的级数都可以使累计产气量显著提高。但从模拟结果来看,当裂缝半长超过 100 m 后,再继续增加裂缝的长度,累计产气量的增幅越来越小,同样随着分段压裂级数的增加,累计产气量的增幅也是越来越小的。

常规气藏的水力压裂目的是造长缝,努力沟通远井地带的储层,增加泄流面积,从而将径向流改变为从地层到人工裂缝和从人工裂缝到井筒的近似双线性流,最终实现增产的目的。而页岩气储层由于基质渗

透率极低,产量主要来自于裂缝的流动,这种双线性流不会存在于页岩气储层。因此,页岩气储层压裂增产改造理念与常规砂岩气藏不同。改造时在地层中形成

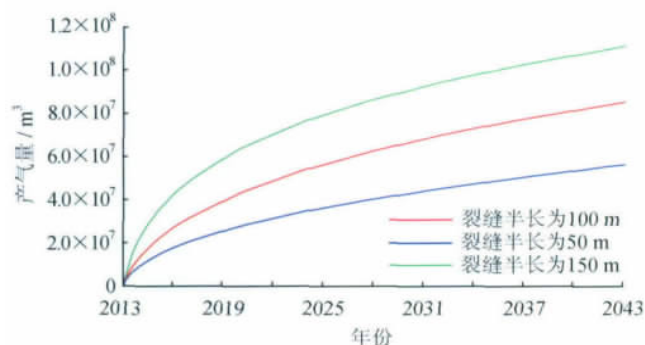


图 7 不同裂缝半长条件下的累计产气量表

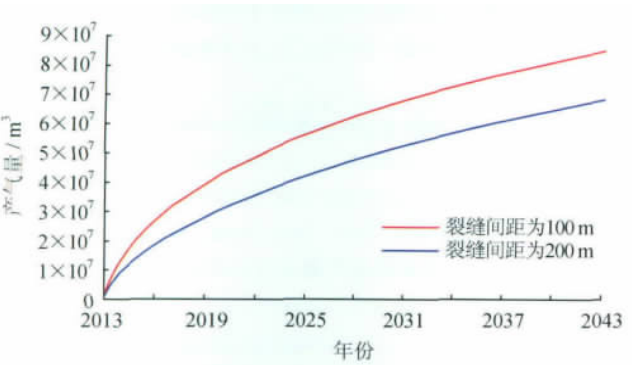


图 8 不同裂缝间距条件下的累计产气量图

表 5 不同主裂缝半长的气井累计产气量表

裂缝半长/m	累计产气量/ 10^4 m^3
50	5 636
100	8 535
150	11 115

表 6 不同主裂缝间距的气井累计产气量表

裂缝间距/m	累计产气量/ 10^4 m^3
100	8 535
200	6 874

复杂裂缝,同时裂缝网络尽可能的延伸——尽量提高改造体积,从而实现工业产能。页岩气储层压裂造成的裂缝网络越复杂,网络体积越大,压后的产量越高,最终的累计产气量和采收率也越高。但是当这种压裂规模增加到一定程度后,再增加其规模、裂缝复杂性(裂缝密度)以及采出程度却没有增加多少,而措施工艺难度急剧增加,施工风险增大。这是因为页岩气储层基质渗透率过低,压裂改造沟通天然裂缝的范围有限、单井控制储量较小,因此只能以增加水平井的数量来提高气藏的采出程度。北美地区在开发页岩气藏时,采用水平井的工厂化管理,很好地解决了水平井单井控制储量过小的问题^[6]。

体积压裂形成的裂缝体系是否具有经济效益,一个很重要的指标是裂缝的导流能力,因此页岩气藏的开发不仅仅依靠复杂的裂缝网络系统,还需要裂缝有充分的导流能力。图 9 展示了不同裂缝导流系数条件下的累计产气量对比情况,表 7 中给出了具体的累计产气量,从该图 9 和表 7 中的数据可以看出主裂缝导流系数对模型的采出程度有较大影响,在其他条件都相同时,提高压裂形成主裂缝的导流能力,可明显提高页岩气藏的采收率。这里需要指出的是,虽然增大裂

缝的导流系数,是提高采收率的途径之一,但从图 9 中可以看出,随着导流系数的不断增大,累计采气量的增幅越来越小,对于本文中的数值模型,当裂缝导流系数达到 $9\text{ mD}\cdot\text{m}$ 后,进一步增加裂缝的导流能力并不能显著地提高气藏的采出程度。

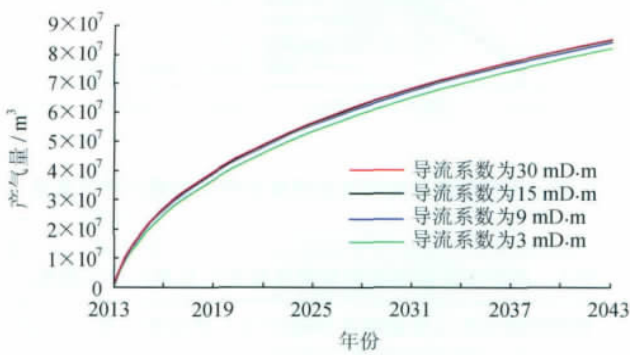


图 9 不同裂缝导流系数条件下的累计产气量图

表 7 不同主裂缝导流系数的气井累计产气量表

导流系数/ $(\text{mD}\cdot\text{m})$	累计产气量/ 10^4 m^3
3	8 260
9	8 482
15	8 535
30	8 577

根据上述分析,只有压裂缝具有一定的导流能力时,才可能成为对气藏开发有效的裂缝,而且压裂缝的导流能力越强,裂缝周围储层中的流体就越容易往裂缝中流动,进而流入井筒中,因此裂缝导流能力的强弱对于分段压裂的级数具有重要影响。如果能够压裂出相对高导流能力的裂缝,那么高导流裂缝之间间距的影响就会减小。相反,如果不能压裂出相对高导流裂缝,则通过增加压裂的级数来减小主要的高导流裂缝间的间距也会本质上提高产气速率和气藏采收率(图 10、表 8)。另外,相对高导流能力的裂缝,不仅可以大幅度的提高产量,还可以减少压裂的级数,减少成本,提高开采的效益。

4 认识与结论

- 1)页岩气井的瞬时吸附模式过高地估计了吸附气对产气量的贡献,采用延时吸附模式更为合理。
- 2)页岩气井的单井控制范围有限,必须依靠增加水平井的数量,才能有效地提高页岩气藏的采收率。
- 3)对于页岩气藏,选取异常高压“甜点”区钻井更容易获得高产页岩气井。

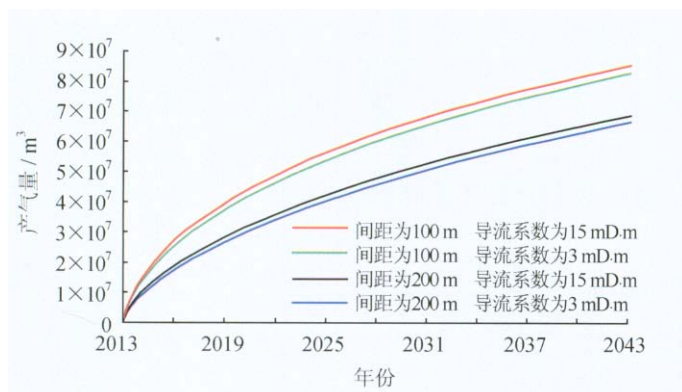


图 10 不同裂缝间距和导流系数条件下的累计产气量表

表 8 不同主裂缝间距和导流系数的气井累计产气量表

裂缝间距/m	导流能力/(mD·m)	累计产气量/10 ⁴ m ³
100	15	8 535
100	3	8 260
200	15	6 874
200	3	6 648

4) 只有具有充分导流能力的裂缝才可能成为有效裂缝,压裂出高导流能力的裂缝,不仅可以提高气藏采收率,同时还可以减少分段压裂级数,降低成本。

5) 增加水平段长度、裂缝半长以及主裂缝高度都有利于扩大页岩气藏水平井的储层改造区域体积(SRV),以实现页岩气藏的有效开发。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] KALANTARI-DAHAGHI A, MOHAGHEGH S D. Numerical simulation and multiple realizations for sensitivity study of shale gas reservoir [C] // paper 141058 presented at the SPE Production and Operations Symposium, 27-29 March, 2011, Oklahoma, USA. New York: SPE, 2011.
- [3] JAMES L, MIKE DU C, XU ZHANG. Critical evaluation of shale gas reservoir simulation approaches: Single-porosity and dual-porosity modeling [C] // paper 141756 presented at the SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, January 31 - February 2, 2011, Muscat, Oman. New York: SPE, 2011.
- [4] JIANWEI WANG, YANG LIU. 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, USA. New York: SPE, 2011.

- [5] KING G E. Thirty years of gas shale fracturing: What have we learned? [C] // paper 133456 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 19-22 September, 2010, Florence, Italy. New York: SPE, 2010.
- [6] 穆林, 王丽丽. 致密低渗气藏压裂水平井数值模拟[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(S1): 127-129.
MU Lin, WANG Lili. Numerical simulation of fractured horizontal well in tight low-permeability gas reservoir [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(S1): 127-129.
- [7] 孙海成, 汤达祯, 蒋廷学. 页岩气储层裂缝系统影响产量的数值模拟研究[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(5): 63-67.
SUN Haicheng, TANG Dazhen, JIANG Tingxue. Numerical simulation of the impact of fracture system on well production in shale formation [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(5): 63-67.
- [8] 王晓泉, 张守良, 吴奇, 等. 水平井分段压裂多段裂缝产能影响因素分析[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(1): 73-76.
WANG Xiaoquan, ZHANG Shouliang, WU Qi, et al. Factors affecting the productivity of multi-section fractures in subsection fracturing of horizontal wells [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(1): 73-76.
- [9] 唐汝众, 温庆志, 苏建, 等. 水平井分段压裂产能影响因素研究[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(2): 80-83.
TANG Ruzhong, WEN Qingzhi, SU Jian. Factors affecting productivity of stage fractured horizontal well [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(2): 80-83.
- [10] 吴军来, 刘月田. 基于 PEBI 网格加密的水平井分段压裂模拟[J]. 大庆石油学院学报, 2010, 34(6): 53-59.
WU Junlai, LIU Yuetian. Simulation of staged fracturing for horizontal wells based on PEBI grid refinements [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2010, 34(6): 53-59.
- [11] 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 nanoscale pores [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4): 50-53.
- [12] 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.

(收稿日期 2012-11-28 编辑 韩晓渝)