

基于离散裂缝模型的页岩气动态特征分析

糜利栋¹, 姜汉桥¹, 李涛², 李俊健¹

(1. 中国石油大学石油工程教育部重点实验室, 北京 102249;

2. 中海油能源发展股份有限公司工程技术深圳分公司, 广东深圳 518067)

摘要:页岩储层孔隙结构复杂, 基质渗透率低, 天然裂缝发育, 水平井体积压裂为其主要生产手段, 表现出以裂缝系统裂缝渗流为主, 基质系统扩散流、滑脱流以及吸附-解吸附现象共同作用的多尺度流动特点。基于离散裂缝建立页岩气渗流数学模型, 利用有限元分析方法进行数值求解, 通过实例研究分析页岩气生产动态特征, 以及开发过程中压裂级数和裂缝半长对储层压力分布和页岩气井生产动态特征的影响。结果表明:页岩气井初期产量高, 但递减快, 生产周期长; 开发初期以裂缝渗流为主, 压裂级数起主导作用, 级数越多, 压力波传播越快, 储层压力下降明显, 产能主要集中在生产初期; 开发后期以基质渗流为主, 裂缝半长作用增强, 产量递减率下降, 生产井附近压力接近废弃压力, 生产能力下降。

关键词:页岩气; 离散裂缝模型; 裂缝流; 动态特征

中图分类号:TE 33 **文献标志码:**A

引用格式:糜利栋, 姜汉桥, 李涛, 等. 基于离散裂缝模型的页岩气动态特征分析[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2015, 39(3): 126-131.

MI Lidong, JIANG Hanqiao, LI Tao, et al. Characterization and dynamic analysis of shale gas production based on discrete fracture model[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(3): 126-131.

Characterization and dynamic analysis of shale gas production based on discrete fracture model

MI Lidong¹, JIANG Hanqiao¹, LI Tao², LI Junjian¹

(1. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. Shenzhen Branch of CNOOC Energy Technology & Services Limited, Shenzhen 518067, China)

Abstract: Shale gas reservoirs are of complex pore structure, low matrix permeability and well developed natural micro fractures, and horizontal-wells with segmented multi-cluster fractures have been used as the major production technology. The process of gas production can be characterized as a multi-scale flow system, including gas seepage in fractures and gas desorption, slip and diffusion in shale matrix. A numerical simulation model for the gas seepage flow in fractures was established based on a discrete fracture model, and a finite element method was used for the solutions of the nonlinear partial differential equations. The dynamic characteristics of the shale gas production process were analyzed in terms of the effects of fracture half-length and the segment number of multi-cluster fracturing on reservoir pressure distribution and well performance. The results show that high production rate can be observed in the initial stage of the gas production, but it decreases rapidly and has a long production period. During the initial stage of gas production, the flow in fractures plays a leading role. The more fractures, the faster reduction of the reservoirs pressure, and the productivity of wells is mainly relied on this stage. In the late stage of the gas production, flows in matrix dominate the process, and the positive effect of fracture half-length can be observed, in which the decline rate of production can be reduced if longer fracture length is obtained. For field optimization, the numbers of the segmented fracturing and the fracture half-length can be adjusted to meet the production requirement

收稿日期: 2014-07-20

基金项目: 国家“973”计划项目(2013CB228005); 中国石油大学(北京) 科研基金项目(2462013YJRC012)

作者简介: 糜利栋(1987-), 男, 博士研究生, 主要从事油气田开发和油气藏数值模拟研究。E-mail: cupmld@gmail.com。

based on the production rate and cumulative production curves of single wells.

Keywords: shale gas; discrete fracture model; fracture flow; dynamic characteristics

页岩储层天然裂缝发育,非均质性强,主要由物性差异较大的基质系统和裂缝系统组成^[1-2]。不同尺度天然裂缝之间、天然裂缝-基质之间以及天然裂缝-人工裂缝之间的耦合成为模拟裂缝性页岩气藏气体流动的最大挑战。目前,多数学者采用连续介质模型模拟页岩气渗流^[3-7],虽然在计算效率方面具有巨大优势,但当裂缝发育时,该模型局限性突出,尤其是当存在控制流体流动方向和规模的复杂裂缝时,更是显得无能为力^[8]。近几年倍受关注的离散裂缝模型可以真实地反映页岩气藏不同形态裂缝中流体流动以及单一裂缝的影响^[1-2]。笔者基于离散裂缝建立页岩气渗流数学模型,采用立方定律表征裂缝中流体流动^[9],表观渗透率表征气体扩散效应和滑脱效应^[10],通过数值求解,分析页岩气生产动态特征。

1 页岩气离散裂缝数学模型

根据页岩储层结构特点和气体流动形式的不同,页岩气渗流系统可分为基质系统和裂缝系统两部分^[1-2]。其中,基质系统气体流动受扩散效应^[11]、滑脱效应以及吸附-解吸附效应影响,属于拟达西渗流,主要通过修正达西渗透率表征上述机制^[9];裂缝系统气体流动主要受裂缝宽度影响,满足立方定律。

1.1 模型假设

(1) 流体流动属于可压缩流体单相流(只考虑甲烷气体),基质系统服从拟达西流动,裂缝系统服从立方定律。

(2) 流体在基质系统中属于二维流动,在裂缝系统中属于一维流动。

(3) 模型中天然裂缝宽度相同, $w_{\text{natural-f}} = 10 \mu\text{m}$ 。

(4) 压裂时生成单一裂缝,无诱导裂缝产生,且对天然裂缝和储层其他物性不产生影响。

(5) 流体从基质流向裂缝,再由裂缝流向井筒,不考虑直接由基质流向井筒。

1.2 数学模型

根据基本假设条件,分别建立基质系统和裂缝系统页岩气渗流数学模型。裂缝被看作基质之间相交边界,裂缝内部压力和基质边界压力相等作为裂缝系统和基质系统的耦合条件。

1.2.1 基质系统数学模型

考虑基质压缩性的多孔介质单相可压缩流体质

量守恒方程^[12-14]为

$$\rho S \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u_m) = 0. \quad (1)$$

其中

$$S = C_p \varphi + C_m (1 - \varphi). \quad (2)$$

式中, S 为线性存储模型 (linearized storage model)^[12-15]; φ 为孔隙度; C_m 为基质压缩系数, Pa^{-1} , C_p 为气体压缩系数, Pa^{-1} ; ρ 为气体密度, kg/m^3 。

基质系统流体运动方程表示为达西定律的形式,

$$u_m = -\frac{k_{\text{app}}}{\mu_g} \nabla p. \quad (3)$$

式中, p 为孔隙中流体压力, Pa ; k_{app} 为表观渗透率,包括气体滑脱效应和扩散效应的影响^[12-14], $10^{-3} \mu\text{m}^2$; μ_g 为气体黏度, $\text{Pa} \cdot \text{s}$ 。

1.2.2 裂缝系统数学模型

裂缝系统可压缩流体流动质量守恒方程^[12-14]为

$$\rho S_f w \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u_f) = 0. \quad (4)$$

式中, S_f 为裂缝储容系数, Pa^{-1} ; k_f 为裂缝渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; w 为裂缝宽度, m 。

裂缝系统流体运动方程可表示为

$$u_f = -\frac{k_f}{\mu_g} w \nabla p. \quad (5)$$

其中裂缝渗透率是缝宽 w 的函数^[15],可表示为

$$k_f = \frac{w^2}{12}. \quad (6)$$

2 模型分析

2.1 离散裂缝页岩气单井模型的建立

建立二维离散裂缝页岩气单井模型,图1所示为模型的一半,尺寸为 $1000 \text{ m} \times 250 \text{ m}$,其中包含65条天然裂缝,红色部分代表一口水平井,白色线条代



图1 离散裂缝网络地质模型

Fig.1 Geometrical model of a discrete fracture network
表天然裂缝,灰色部分代表页岩基岩,水平井穿透整

个地层。气藏基本参数为:基质孔隙度 0.04, 基质压缩系数 $1 \times 10^{-8} \text{ Pa}^{-1}$, 页岩气压缩系数 $4.4 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$, 裂缝储容系数 $4.4 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$, 裂缝宽度 $10 \mu\text{m}$, 基质渗透率 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 初始地层压力 3 MPa, 边界压力 3 MPa, 井底流压 1 MPa。分析实际模型并参照假设条件可知, 该模型在自然状态条件下没有产能, 须实施人工压裂等储层改造措施进行开发。分别建立不同压裂级数、不同裂缝半长 6 种模型, 页岩气井定井底流压生产 10 000 d, 分析生产井附近储层压力变化和页岩气井生产动态特征。

2.2 页岩气动态特征

为研究压裂级数和裂缝半长差异对页岩气井生产的影响, 分别设计人工裂缝半长为 150 m 和 200 m 两种模型, 分析不同时刻不同压裂级数(5、9 和 19 级)对整个气藏压力分布和单井生产动态特征的影响。

2.2.1 压力分布

裂缝半长 $x_f = 150 \text{ m}$ 时不同压裂级数下不同时刻压力分布如图 2 所示。对比图 2(a)、(c)和(e)分析生产到 2.7 a 时不同压裂级数对生产井附近压力分布的影响。由于页岩储层基质渗透率超低(文中假设 $k_m = 0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), 流体流动主要受天然裂缝发育状况和人工裂缝连通性的影响, 页岩气井渗流区域集中在人工裂缝周围(图 2(a))。生产初期, 生产井附

近压力波的传播除了受天然裂缝联通性的影响外, 还和压裂级数有关, 级数越多, 裂缝间距越小, 储层改造越充分, 渗流能力越强, 越有利于页岩气的流动, 当裂缝条数增加到 $N_f = 19$ (图 2(e)), 裂缝间距降低至 50 m 时, 生产 2.7 a, 整个人工改造区域的压力接近生产井井底流压($p_{\text{well}} = 1 \text{ MPa}$)。

生产到 27.4 a, 生产井附近压力分布如图 2(b)、(d)和(f)所示, 对比图 2 中压裂级数相同情况下不同时刻和同一时刻不同压裂级数生产时压力分布结果。由图 2(a)和(b)可知, 随着页岩气的生产, 压裂裂缝周围区域压力不断降低。由于基质渗透率较低, 压力传播速度相对较慢, 当裂缝间距($N_f = 5, w_f = 200 \text{ m}$)较大时改造区域相对有限, 生产 27.4 a, 压力波虽然波及到两条裂缝之间的区域, 但影响较小(图 2(b))。增加压裂级数($N_f = 9, 19$), 减小裂缝间距($w_f = 100 \text{ m}, 50 \text{ m}$), 储层改造相对较好, 当压裂 19 条裂缝时, 裂缝包围区域储层改造非常明显, 渗透能力明显好转, 生产到 2.7 a, 压力已波及到人工压裂所涉及到的区域(图 2(e))。生产到 27.4 a 时, 由于基质渗流作用, 压力波向压裂改造区域以外传播, 但速度相对较慢(图 2(b)、(d)和(f))。页岩气藏生产后期, 以基质中吸附气和溶解气的渗流作用为主, 压裂级数对压力分布的影响减弱(图 2(d)和(f))。

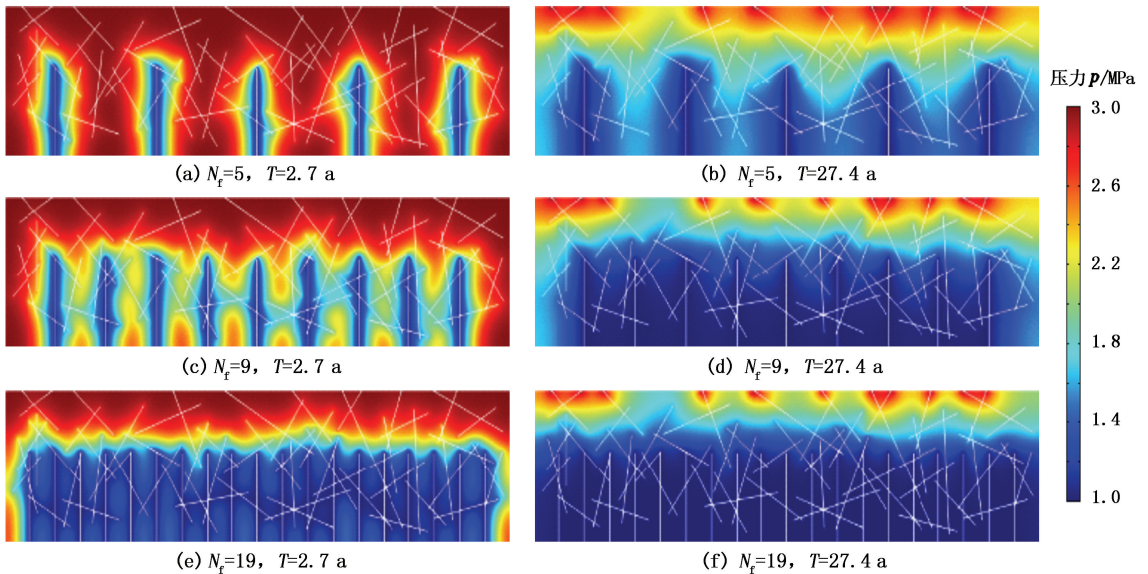


图 2 $x_f = 150 \text{ m}$ 不同压裂级数下不同时刻压力分布

Fig. 2 Pressure distribution at different fracturing series and different time with $x_f = 150 \text{ m}$

增加压裂裂缝半长到 200 m, 不同压裂级数下不同时刻压力分布如图 3 所示。结果同样表明: 生产初期, 压裂级数越多, 储层改造越充分, 压力波波

及面积越大; 当压力级数达到一定时, 由于页岩气的特殊赋存形式和渗流机制, 生产后期压裂级数对压力分布的影响随着级数的增加而减弱。

对比图 2 和图 3 不难发现:压力波波及面积除了受压裂级数作用外,还受裂缝缝长影响,同等情况下,压裂裂缝越长,储层改造面积越大,越有利于压力波传播,传播范围越广。生产初期,页岩气渗流能力和泄气面积除受天然裂缝发育情况作用外,主要受储层

改造情况(压裂裂缝间距和缝长)影响。不考虑经济效益条件下,压裂级数越大,压裂裂缝条数越多,裂缝间距越短,储层改造越充分,越有利于流体渗流,泄气面积越大;压裂裂缝越长,储层改造区域越大,同样泄气面积也越大,有利于页岩气生产。

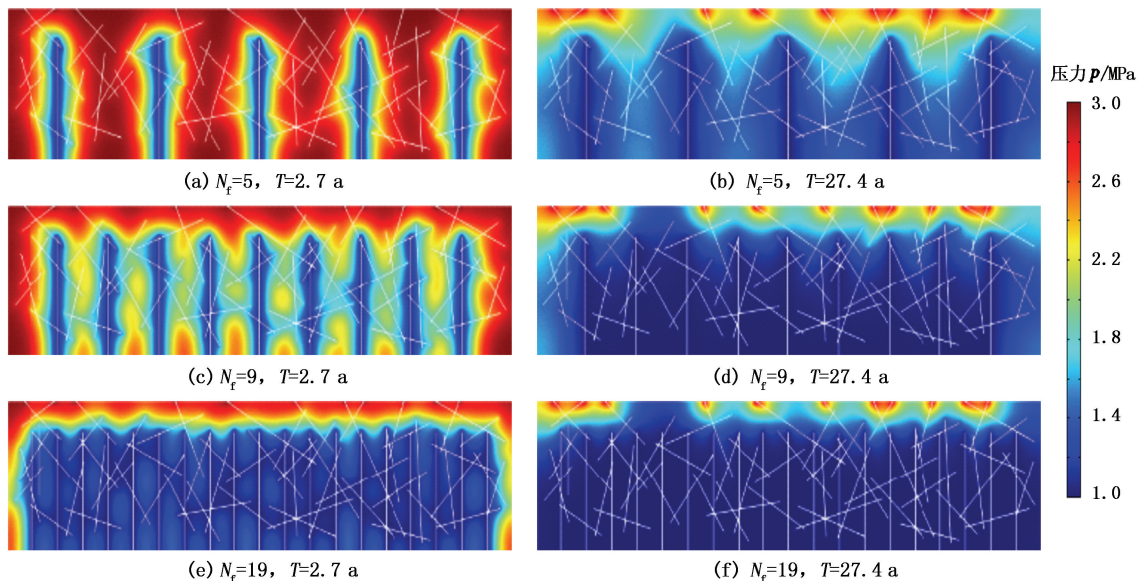


图 3 $x_f=200$ m 不同压裂级数下不同时刻压力分布

Fig. 3 Pressure distribution at different fracturing series and different time with $x_f=200$ m

2.2.2 产能动态

生产 27 a 时不同裂缝条数和裂缝半长对应的单井产量变化曲线如图 4 所示。初始时刻产气较快,当裂缝条数为 19、裂缝半长为 200 m 时最大产气速度达到 $16.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,同时递减速率也较大。

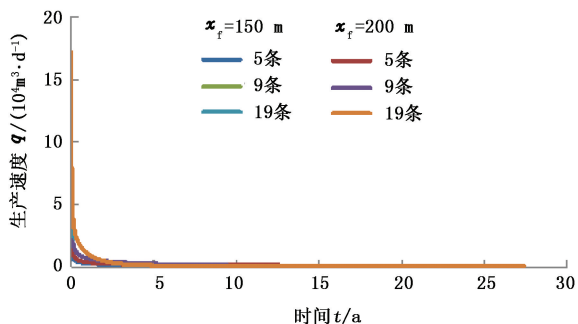


图 4 不同压裂级数下不同裂缝半长产量变化曲线

Fig. 4 Production rate change curves with different fracturing series and different fracture half-length

把图 4 中各时间段生产速度变化变化曲线放大,如图 5 所示。

由图 5 可以看出:

(1)生产初期(0~1.5 a),3 个月内产量下降到 $3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,当裂缝相同时,裂缝半长越长,产量越高;裂缝半长相同时,压裂级数越多,产量越高。对

于同一离散裂缝模型,压裂级数越多,裂缝半长越长,单井生产速度越快,生产初期压裂级数起主要作用。

(2)从 1.5 a 开始不同模型生产速度关系发生改变,变化规律主要表现为压裂级数多的模型生产速度要比压裂级数少的模型下降快,且随着生产进行逐渐低于压裂级数少的模型。

(3)到生产后期,基本是压裂级数越多,生产速度越低,这主要是由于压裂级数越多,压力波传播越快且初期产量越大,速度下降越快,导致生产后期能量不足,生产速度明显下降,而压裂级数少的模型由于前期压力波传播慢,生产速度低,剩余能量充足,生产速度下降缓慢。

(4)整个页岩气井生产过程中,当压裂级数相同时,裂缝半长越长,生产速度越快;当裂缝半长相同时,生产初期,压裂级数越多产量越高;生产中后期,压裂级数越多产量越小。

生产 27 a 时不同裂缝条数和裂缝半长对应的累积产量变化曲线如图 6 所示。当压裂级数相同时,裂缝半长越长,累积产量越高;当裂缝半长相同时,压裂级数越多,累积产量越高。页岩储层本身渗透性很差,主要由人工裂缝和天然裂缝的连通性决

定其产量,而压裂级数和裂缝半长直接影响其和天然裂缝的沟通状况。生产前期(0~8 a)压裂级数起主要作用,级数越多,累积产量越高,当裂缝半长 x_f 为 200 m、压裂 19 条裂缝时,前 2 a 累积产量达到总

产量的 61%,前 5 a 达到 73%;生产后期(8~27 a)压裂级数相比裂缝半长的作用减弱。但总体上来看,生产 27 a 时,裂缝半长越长,压裂级数越多,累积产量越高。

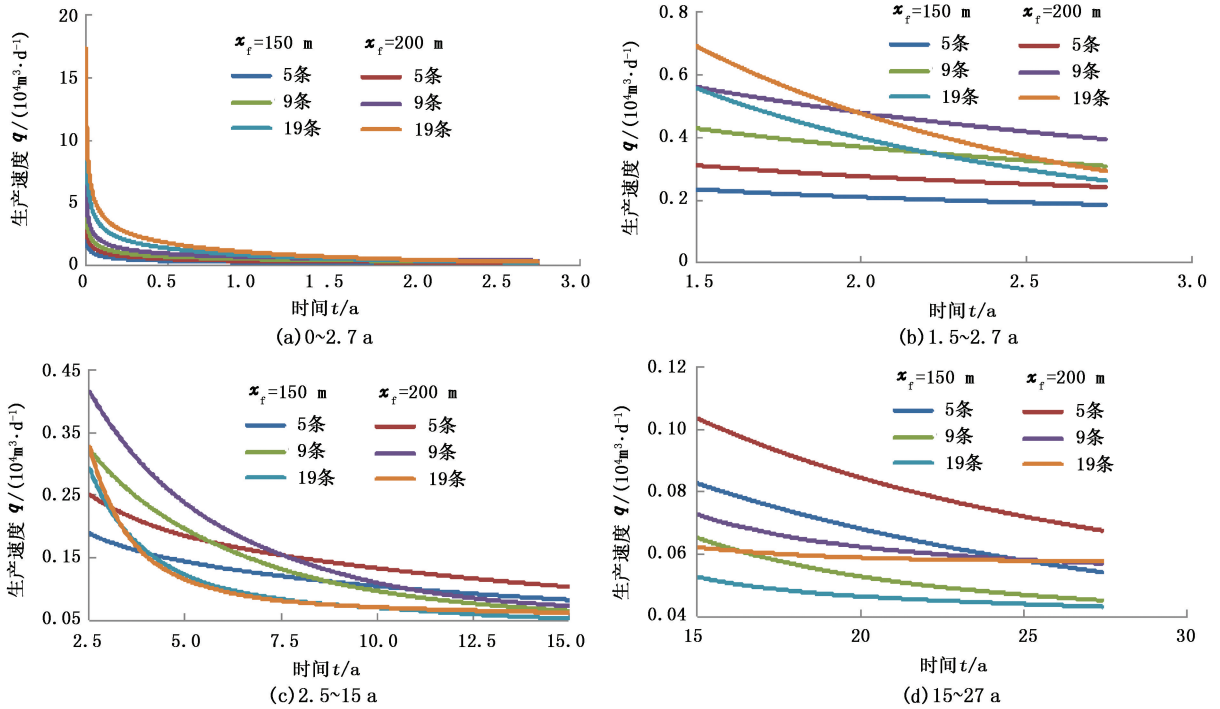


图 5 各时间段不同压裂级数下不同裂缝半长产量变化曲线

Fig. 5 Production rate change curves with different fracturing series and fracture half-length at different time

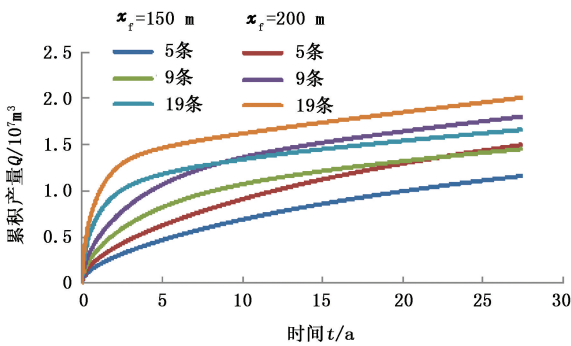


图 6 生产 27 a 不同压裂级数下不同裂缝半长累积产量变化曲线

Fig. 6 Curves of 27 years cumulative production with different fracturing series and different fracture half-length

3 结 论

(1)页岩气开发时,储层压力分布特征和水平井动态生产特征主要受压裂级数、裂缝半长以及天然裂缝和人工裂缝的连通状况影响,不同生产时期,表现出不同的作用效果。压裂级数越多,储层改造越充分,开发初期裂缝渗流作用明显强于基质渗流,

泄气面积越大,压力下降越快;开发后期裂缝周围压力下降且渗流减弱,主要表现为基质渗流。

(2)页岩气井生产过程中,不考虑经济效应条件下,当压裂级数相同时,裂缝半长越长,日产量越高;当裂缝半长相同时,在生产初期,压裂级数越多日产量越高,但是由于级数越多,能量下降越快,所以日产量下降也快,到生产后期压裂级数低的产量反而高。

(3)压裂级数越多,裂缝半长越长,累积产量越高。开发初期,以裂缝渗流为主,压裂级数起主要作用,当压裂 19 条裂缝时前 5 a 累积产量可达到总产量的 73%;开发后期,以基质渗流为主,压裂级数作用减弱,裂缝半长作用增强。

参考文献:

[1] MOINFAR A, VARAVEI A, SEPEHRNOORI K, et al. Development of a coupled dual continuum and discrete fracture model for the simulation of unconventional reservoirs[R]. SPE 163647, 2013.
 [2] MOINFAR A. Development of an efficient embedded dis-

- crete fracture model for 3D compositional reservoir simulation in fractured reservoirs [D]. Austin: The University of Texas, 2013.
- [3] OZKAN E, BROWN M L, RAGHAVAN R S, et al. Comparison of fractured horizontal-well performance in conventional and unconventional reservoirs [R]. SPE 121290, 2009.
- [4] STALGOROVA E, MATTAR L. Practical analytical model to simulate production of horizontal wells with branch fractures[R]. SPE 162515, 2012.
- [5] STALGOROVA E, MATTAR L. Analytical model for history matching and forecasting production in multfrac composite systems[R]. SPE 162516, 2012.
- [6] YE P, CHU L, HARMAWAN I S, et al. Beyond linear analysis in an unconventional oil reservoir [R]. SPE 164543, 2013.
- [7] LOUGHEED D, EWENS S D, SANTO M. Is that radial flow? what can be learned from buildup analysis of multiply-fractured horizontal wells in unconventional reservoirs [R]. SPE 164525, 2013.
- [8] 姚军, 王子胜, 张允, 等. 天然裂缝性油藏的离散裂缝网络数值模拟研究[J]. 石油学报, 2010, 31(2):284-288.
- YAO Jun, WANG Zisheng, ZHANG Yun, et al. Numerical simulation method of discrete fracture network for naturally fractured reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(2):284-288.
- [9] BOYLE E J, SAMS W N. A reservoir simulator incorporating explicit fractures[R]. SPE 153890, 2012.
- [10] JAVADPOUR F. Nanopores and apparent permeability of gas flow in mudrocks (shales and siltstone) [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2009, 48(8):16-21.
- [11] 糜利栋, 姜汉桥, 李俊健, 等. 页岩储层气体扩散机理[J]. 大庆石油地质与开发, 2014, 33(1):154-159.
- MI Lidong, JIANG Hanqiao, LI Junjian, et al. Mechanism of the gas diffusion in shale reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33(1):154-159.
- [12] FARAYOLA K K, OLAOYE A T, ADEWUYI A. Petroleum reservoir characterization for fluid with yield stress using finite element analyses[R]. SPE 167514, 2013.
- [13] FARAYOLA K K, OLUOKUN M T, ADENIYI V O, et al. Hydrocarbon flow simulations in porous and permeable media using finite element analyses and discrete fracture network[R]. SPE 150772, 2011.
- [14] WALTON J C, SEITZ R R. Fluid flow through fractures in below ground concrete vaults [J]. Waste Management, 1992, 12(2):179-187.
- [15] 杨胜来, 魏俊之. 油层物理学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004:18-22, 155-158.

(编辑 李志芬)