

文章编号: 1673-5005 (2008) 03-0089-04

# 改善水平生产井段流入剖面的尾管优化方法

刘均荣, 姚 军

(中国石油大学 石油工程学院, 山东 东营 257061)

**摘要:** 针对水平井生产井段存在压降而引起各段入流量贡献差别较大的问题, 考虑尾管对水平生产井段流动的影响, 以 Z E Su 模型为基础, 建立了带尾管的水平生产井段压降计算模型, 对水平生产井段流入动态和流量分布规律进行了研究。结果表明: 利用尾管技术能有效地改善水平生产井段的流体压降剖面和流量剖面; 对于一定的水平生产井段, 存在最佳的尾管长度和尾管直径, 算例中, 最佳的尾管长度约为水平生产井段长度的 3/10, 最佳尾管直径约为 0.0889 m。  
**关键词:** 水平井; 尾管; 压降剖面; 流量剖面; 底水油藏

中图分类号: TE 355 文献标识码: A

## Improving inflow profile of horizontal production wells by optimization liner

LIU Jun-rong, YAO Jun

(College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Dongying 257061, Shandong Province, China)

**Abstract:** Aimed to the different flow rate contribution problem caused by pressure drawdown at the heel segment in horizontal well, a calculation model of pressure drawdown profile was proposed based on the Z E Su model considering the effect of liner on the flow of horizontal production section. The inflow performance relationship and the flow rate distribution in horizontal section were studied. The results indicate that the profiles of pressure drawdown and flow rate are improved remarkably by using liner. For horizontal section, there exists a reasonable liner length and liner diameter. For the given example, the optimum liner length is about 3/10 of the length of the horizontal section and the optimum liner diameter is about 0.0889 m.

**Key words:** horizontal well; liner; pressure drawdown profile; flow rate profile; bottom water reservoir

水平井由于具有泄油面积大、生产压差小等优势, 近年来得到了广泛应用。但在生产过程中, 由于趾部与跟部之间存在压力差<sup>[1]</sup>, 这势必引起油藏渗流过程中压降分布不均匀, 其结果是水平井段各部分对整个生产的贡献差别较大(跟部的流入量贡献最大, 而趾部的流入量贡献最小)、生产剖面不均衡。如果在底水油藏中, 这种情况会造成跟部的底水脊进速度快, 导致跟部暴性水淹, 从而极大地降低原油产量和油藏最终采收率。为了改善水平井段各部分的流体流入剖面, 许多学者提出了如变密度射孔<sup>[2-5]</sup>、优化注入比<sup>[6]</sup>、采用尾管或井下流入控制阀等<sup>[7-10]</sup>解决方法, Jansen<sup>[11]</sup>考虑采用尾管且在水平生产井段跟部处安装流入控制阀的情况, 建立了计算水平生产井段压降的半解析模型, 并结合数值模

拟方法, 研究了尾管和流入控制阀对流体流入剖面的影响。在前人研究基础上, 笔者对尾管完井控制水平井段流入剖面问题进行探讨。

## 1 尾管完井水平井筒压降计算模型

假设: 水平井筒内为单相流体流动; 水平生产井段完全打开, 整个生产井段内各点都有流体流入; 沿水平生产井段方向采液指数恒定; 尾管在水平生产井段处于居中状态, 不考虑偏心的影响; 油藏中的流体从垂直于水平生产井段的方向流入; 微元段各处压力相等。图 1 是尾管完井水平生产井段中的流体流动示意图, 其中,  $L_w$  为水平生产井段长度, m;  $L_{st}$  为尾管长度, m;  $q_{s,R}$ ,  $q_{an}$ ,  $q_w$ ,  $q_{st}$ ,  $q_{heil}$  分别为油藏中的流入量、套管/尾管环空的流量、无尾管段内的流量、尾

收稿日期: 2007 - 09 - 13

基金项目: 中国石化总公司科技项目 (P06072)

作者简介: 刘均荣 (1975 - ), 男 (汉族), 四川合江人, 讲师, 博士研究生, 从事油气田开发方面的教学与研究工作。

管内的总流量、水平生产井段跟部流量,  $m^3/d$

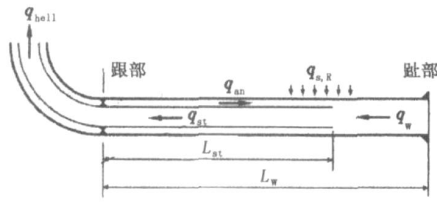


图 1 尾管完井水平井筒流动示意图

在水平生产井段中下入尾管,在计算水平生产井段的压力分布时,将井筒分为无尾管部分和有尾管部分,其压力分布计算式为

$$p = \begin{cases} p_{an}, & 0 \leq x < L_{st}; \\ p_w, & L_{st} \leq x \leq L_w. \end{cases} \quad (1)$$

式中,  $x$  为距跟部的距离,  $m$ ;  $p_{an}$  为有尾管部分的环空压力,  $MPa$ ;  $p_w$  为无尾管部分的井筒压力,  $MPa$ 。

定义  $p(x)$  为无穷远处的压力  $p_k$  与井筒某处压力  $p(x)$  之差,即

$$p(x) = p_k - p(x), \quad (2)$$

则井筒某处的流入量  $q$  为

$$q = J_s \cdot p(x) \cdot x \quad (3)$$

式中,  $J_s$  为每米采液指数,  $m^3/(d \cdot MPa)$ ;  $x$  为计算微元段的长度,  $m$ 。

在尾管管鞋处,流量和压力满足连续性条件,即

$$q_{st} \Big|_{x=L_{st}} = q_{an} \Big|_{x=L_{st}} + q_w \Big|_{x=L_{st}}, \quad (4)$$

$$p_{st} \Big|_{x=L_{st}} = p_{an} \Big|_{x=L_{st}} = p_w \Big|_{x=L_{st}}. \quad (5)$$

式中,  $p_{st}$  为尾管管鞋压力,  $MPa$ 。

射孔水平井水平生产井段压降计算模型采用 Z E Su 的计算模型<sup>[12]</sup>,该模型中水平生产井段压降分为 4 部分,即

$$p = p_{wall} + p_{acc} + p_{pert} + p_{mix}. \quad (6)$$

式中,  $p_{wall}$ ,  $p_{acc}$ ,  $p_{pert}$ ,  $p_{mix}$  分别为管壁摩擦、加速度、孔眼粗糙度、径向流入的流体和主流流体混合产生的压降,  $MPa$ 。

设水平生产井段上共有  $N$  个孔眼,把  $L_w$  分成长度为  $L = L_w/N$  的  $N$  个小段,使得在每一小段内只包含一个孔眼。设各个孔眼径向流入量为  $q_i$ ,水平生产井段趾部末端没有流体流入,则第  $i$  个孔眼段下游端截面流量为  $Q_i = \sum_{j=1}^i q_j$ ,第  $i$  个孔眼段平均流速可以表示为  $u_i = Q_i/A$ ,所以在第  $i$  个孔眼段由管壁摩擦造成的压降为

$$p_{wall} = \frac{1}{2} f_i \frac{L}{D} u_i^2. \quad (7)$$

式中,  $f_i$  为管壁摩擦系数;  $D$  为套管内径,  $m$ ;  $u_i$  为计算段流体密度,  $kg/m^3$ 。

由于在水平段上有孔眼的径向流入,所以每个孔眼的上、下游截面流量不同,这是造成加速度损失的原因。加速度造成的压降为

$$p_{acc} = (u_{i+1}^2 - u_i^2). \quad (8)$$

根据水平井水平段特点,射孔孔眼会增加管壁粗糙度。Z E Su 等<sup>[12]</sup>利用速度分布和粗糙度函数,提出了计算  $p_{pert}$  的方法。在第  $i$  个孔眼内的  $p_{pert}$  可以表示为

$$p_{pert} = f_{pert} \frac{L}{2D} u_i^2. \quad (9)$$

式中,  $f_{pert}$  为水平段孔眼摩擦系数。

在水平生产井段内由径向流入的流体和主流流体混合,这种混合伴随着能量的损失,使得压力降低,可用混合压降  $p_{mix}$  表示<sup>[13]</sup>。

根据以上公式及相应经验关系式,可得出每个孔眼段的总压降  $p_i$ ,把所有孔眼段的压降相加即可得到整个水平生产井段的压降。由于考虑的是单相流体,尾管内流体流动的管路特性采用常用的水力学方法计算。

## 2 水平井段流入剖面计算

由于尾管的存在,将水平生产井段分成两部分,因此在计算水平井段压力和流量剖面以及油井流入动态时需要以尾管管鞋为协调点,分别从趾部和跟部开始计算,其具体计算过程如下:

(1)从趾部开始,假设趾部起点压力,根据式(6)~(9)和式(3)计算尾管管鞋处的压力和流量,绘制尾管管鞋处自趾部的流入曲线。

(2)从跟部开始,假设跟部起点压力,考虑环空管路结构特性,根据式(6)~(9)和式(3)计算尾管管鞋处的压力和流量,绘制尾管管鞋处自跟部的流入曲线。

(3)根据尾管管鞋处流量和压力连续性条件式(4), (5),从尾管管鞋处开始,计算尾管内压力分布,绘制水平生产井段跟部处尾管内的流入曲线。

(4)根据给定产量,计算出尾管管鞋处的压力,采用迭代方法分别计算出尾管管鞋到趾部和尾管管鞋(环空)到跟部的压力剖面和流量剖面。

## 3 算例分析

### 3.1 基本参数

矩形稠油油藏中心一口水平井,水平生产井段

长度为 400 m,地层渗透率为  $1.293 \mu\text{m}^2$ ,油藏压力为 23 MPa,每米采液指数为  $0.864 \text{ m}^3 / (\text{d} \cdot \text{MPa})$ ,套管内径为 0.1626 m,尾管内径为 0.1016 m,尾管外径为 0.1143 m,套管和尾管管壁粗糙度均为 0.5867 mm,孔眼直径为 0.01 m,孔眼长度为 0.035 m,均匀分布,共 400 孔,地下原油粘度为 1 Pa · s,密度为  $930 \text{ kg/m}^3$ ,产液量为  $150 \text{ m}^3 / \text{d}$ 。

### 3.2 尾管长度影响

图 2~4 为不同尾管长度 ( $0 \sim 0.7L_w$ ) 下水平井流入动态以及水平生产井段各段压力和流量分布曲线。

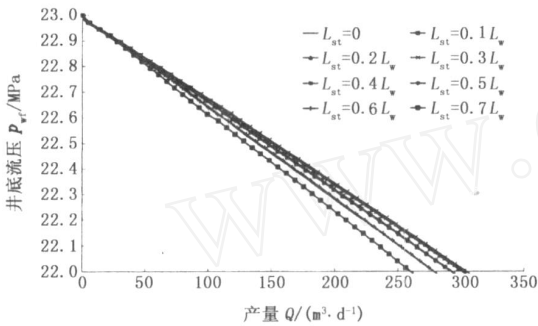


图 2 不同尾管长度下水平生产井段跟部流入动态曲线

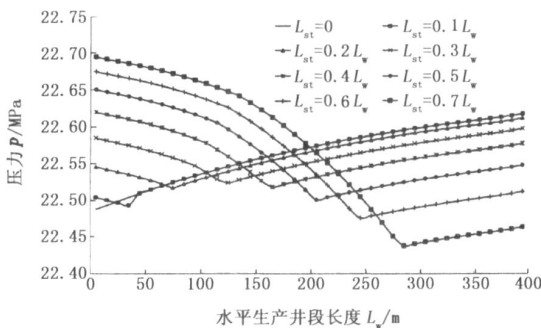


图 3 不同尾管长度下水平生产井段压力分布曲线

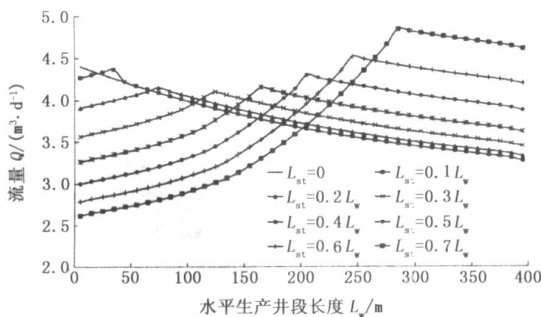


图 4 不同尾管长度下水平生产井段流量分布曲线

从图 2 可以看出,在油井产量相同的情况下,跟部流压随着尾管长度的增加而降低;在跟部流压相同的情况下,油井产量随尾管长度的增加而降低。采用尾管后,从跟部方向流入的流体必须通过尾管 / 套管环空流到尾管管鞋处,而从趾部方向流入的流

体则通过套管流到尾管管鞋处,在此过程中存在流体流动产生的压力损失。流体从跟部和趾部两端流到尾管管鞋处所经历的过流断面和距离不同,产生的附加压力损失也不同,尾管管鞋处压力的连续性将影响从跟部和趾部两端到尾管管鞋处的沿程压力和流量分布,使得压力和流量在尾管管鞋处出现拐点。另外,流体在尾管内流动时,由于过流断面减小(相对于无尾管情况下在套管内的流动),由摩擦等因素引起的压力损失增加。尾管长度越长,其附加压力损失越大。与不采用尾管的情况相比,采用尾管后油井产量将受到一定程度的影响,但采用尾管后却较好地改善了水平生产井段中各段的压力和流量分布(图 3、图 4)。由此可以看出,在利用水平井开发的底水油藏中采用尾管技术,能较好地调节水平生产井段的流入剖面,进而起到延缓和改善底水脊进的效果。

为了研究尾管对水平生产井段压力剖面的影响程度,引入压力均方差来表示压力曲线的平直性。压力均方差越小,说明尾管改善压力剖面的效果越好。压力均方差随尾管长度的变化曲线见图 5。从图 5 可以看出,对于一定长度的水平生产井段,存在一个最佳的尾管长度。计算条件下最佳尾管长度约为水平生产井段长度的  $3/10$  左右。

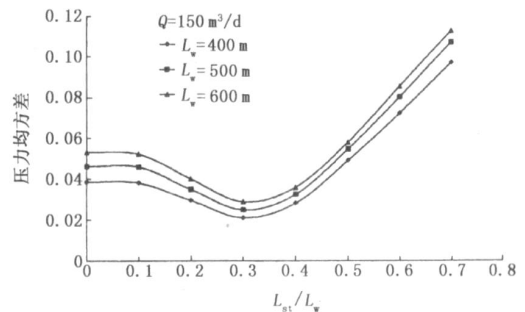


图 5 尾管长度与压力均方差曲线

### 3.3 尾管直径影响

取水平生产井段长度为 400 m、尾管长度为 160 m、产液量为  $150 \text{ m}^3 / \text{d}$ ,研究不同尾管直径  $D_{st}$  下水平井流入动态曲线、水平生产井段各段压力和流量剖面,结果如图 6~8 所示。

从图 6 可以看出,尾管直径对水平井流入动态存在较大影响。在跟部流压相同的情况下,随着尾管直径的减小,油井产量降低;在油井产量相同的情况下,随着尾管直径减小,跟部流压降低,生产压差增大。这是因为尾管直径越小,管内过流面积越小,套管 / 尾管环空的过流面积越大,由于尾管内流动的

是总流量,比环空中的流量要大,且套管/尾管环空的面积较大,摩擦所引起的尾管内的流体流动压力损失要大于环空中的流体流动压力损失,因此小直径尾管造成的压降较大,相同跟部流压下的油井产量较小。

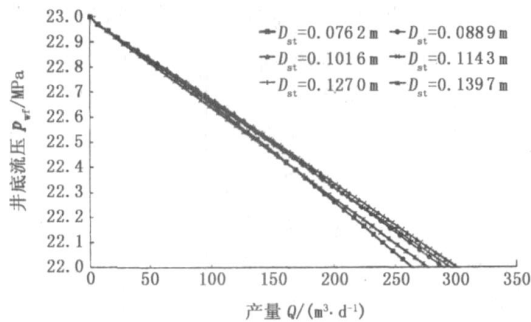


图6 不同尾管直径下水平生产井段跟部流入动态曲线

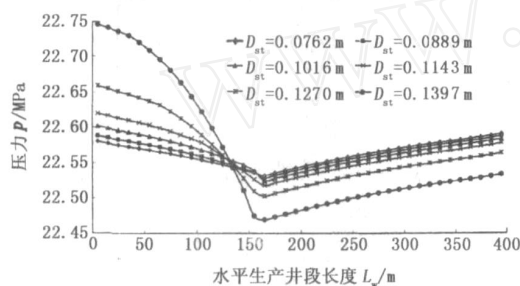


图7 不同尾管直径下水平生产井段压力分布曲线

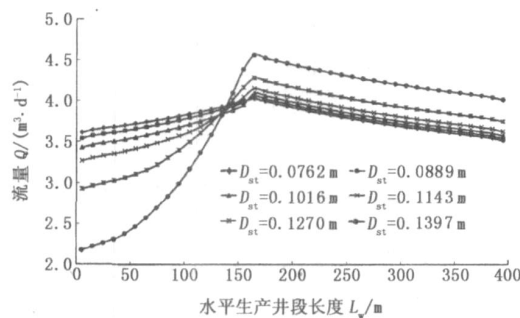


图8 不同尾管直径下水平生产井段流量分布曲线

从图 7, 8可以看出,尾管直径对水平生产井段各段压力和流量分布有一定影响。过流断面面积影响着流体在管道内流动的压降,而尾管直径决定着流体在尾管/套管环空和尾管内的过流断面。随着尾管直径的增加,尾管/套管环空中的过流断面减小,在油井产量相同的情况下,环空中的流动压降增加,尾管管鞋处的压力降低。由于尾管管鞋处压力的连续性,来自跟部环空的流量逐渐减小,而来自趾部的流量逐渐增大,造成来自两端的流量差逐渐增大,从而导致水平生产井段中趾部与尾管管鞋压差  $p_{be}$  和跟部与尾管管鞋压差  $p_{heil}$  这两者之差的绝对值  $|\Delta p_{heil} - \Delta p_{toe}|$  曲线呈先下降后上升趋势,该

曲线最低点所对应的尾管直径即为最佳尾管直径(图 9)。本研究中的最佳尾管直径为 0.0889 m。

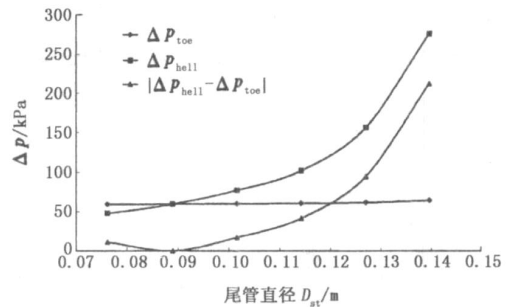


图9 井筒压差与尾管直径关系曲线

### 4 结 论

(1)采用尾管技术能显著地改善水平生产井段中的压力和流量分布,从而可有效地调节油藏渗流状态和井筒流入剖面。该技术可用于底水油藏中以减缓和改善底水脊进现象。

(2)对于一定的水平生产井段,存在最佳的尾管长度和直径。计算条件下,最佳尾管长度约为水平生产井段长度的 3/10,最佳尾管直径为 0.0889 m。

### 参考文献:

[1] DIKKEN B J. Pressure drop in horizontal wells and its effect on their production performance [R]. SPE 19824, 1989.

[2] LANDMAN M J, GOLDTHORPE W H. Optimization of perforation distribution for horizontal wells [R]. SPE 23005, 1991.

[3] ASHEM H, OUDEMAN P. Determination of perforation schemes to control production and injection profiles along horizontal wells[R]. SPE 29275, 1995.

[4] 周生田,马德泉,刘民.射孔水平井孔眼分布优化研究[J].石油大学学报:自然科学版,2002,26(3):52-55.  
ZHOU Sheng-tian, MA De-quan, LIU Min. Optimization of perforation tunnels' distribution in perforated horizontal wells[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2002, 26(3): 52-55.

[5] 汪志明,赵天奉,徐立.射孔完井水平井筒变质量湍流压降规律研究[J].石油大学学报:自然科学版,2003,27(1):41-44.  
WANG Zhiming, ZHAO Tian-feng, XU Li. Pressure drop of variable mass flow in horizontal perforated well bore[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2003, 27(1): 41-44.

(下转第 98 页)

- Sinica, 2001, 22(1): 49-53.
- [3] 宋育贤. 泡沫流体在油田上的应用[J]. 国外油田工程, 1997, 13(1): 5-8.  
SONG Yu-xian Foam liquid applying in oilfield[J]. Foreign Oilfield Engineering, 1997, 13(1): 5-8.
- [4] 王其伟, 郭平, 周国华, 等. 泡沫体系封堵性能影响因素研究[J]. 特种油气藏, 2003(3): 79-81.  
WANG Qi-wei, GUO Ping, ZHOU Guo-hua, et al The research of effect factor of foam block ability[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2003(3): 79-81.
- [5] 李和全, 李淑红, 吴波, 等. 一个气液两相泡沫驱模型[J]. 大庆石油学院学报, 1999, 23(3): 15-18.  
LI He-quan, LI Shu-hong, WU Bo, et al A model of gas-liquid foam flooding[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 1999, 23(3): 15-18.
- [6] 赵福麟, 张贵才, 周洪涛, 等. 二次采油与三次采油的结合技术及其进展[J]. 石油学报, 2001, 22(5): 38-42.  
ZHAO Fu-lin, ZHANG Gui-cai, ZHOU Hong-tao, et al The combination technique of secondary oil recovery with tertiary oil recovery and its progress[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(5): 38-42.
- [7] 王其伟, 周国华, 郭平, 等. 泡沫封堵能力试验研究[J]. 西南石油学院学报, 2003, 25(6): 40-42.  
WANG Qi-wei, ZHOU Guo-hua, GUO Ping, et al Experimental study of foam blocking ability[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2003, 25(6): 40-42.
- [8] 刘中春, 侯吉瑞, 岳湘安, 等. 泡沫复合驱微观驱油特性分析[J]. 石油大学学报:自然科学版, 2003, 27(1): 49-53.  
LIU Zhong-chun, HOU Ji-rui, YUE Xiang-an, et al Micro-visual analysis on oil displacement in Alkaline-surfactant-polymer foam flooding[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2003, 27(1): 49-53.
- [9] 赵晓东. 泡沫稳定性综述[J]. 钻井液与完井液, 1992, 9(1): 7-14.  
ZHAO Xiao-dong Summarize of foam stability[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 1992, 9(1): 7-14.
- [10] 佟曼玉. 油田化学[M]. 东营:石油大学出版社, 1996: 236-240.
- [11] SUDARSHI T A, REGISMOND, FRANCO ISE M W, INNICK, GODDARD E Desmond. Stabilization of aqueous foams by polymer/surfactant systems: effect of surfactant chain length[J]. Colloids and Surfaces A, 1998, 141(12): 165-171.
- [12] PACELL L J, ZITHA. Foam drainage in porous media[J]. Transport in Porous Media, 2003, 52: 1-16.
- [13] SCHWARTZ L W, ROY R V. A mathematical model for an expanding foam[J]. Journal of Colloid and Interface Science, 2003, 264(8): 237-249.

(编辑 刘为清)

(上接第 92 页)

- [6] 薛亮, 汪志明, 王小秋. 注入比对水平井筒压降影响规律的研究[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2006, 30(4): 71-74.  
XUE Liang, WANG Zhi-ming, WANG Xiao-qiu Effects of injection ratio on pressure drop in horizontal wells[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2006, 30(4): 71-74.
- [7] BREKKE K, LIEN S C. New and simple completion methods for horizontal wells improve the production performance in high permeability, thin oil zones[R]. SPE 24762, 1992.
- [8] PERMADIP, W BOWO W, ALAMSYAH Y, et al Horizontal well completion with stringer for reducing water coning problems[R]. SPE 37464, 1997.
- [9] SNHA S, KUMAR R, VEGA L, et al Flow equilibration towards horizontal wells using downhole valves[R]. SPE 68635, 2001.
- [10] JANSEN J D, WAGENVOORT A M, DALING R. Smart well solutions for thin oil rims: inflow switching and the smart stinger completion[R]. SPE 77942, 2002.
- [11] JANSEN J D. A semianalytical model for calculating pressure drop along horizontal wells with stinger completions[J]. SPE Journal, 2003, 8(2): 138-146.
- [12] SU Z E, GUDMUNDSSON J S. Pressure in perforated pipes: experiments and analysis[R]. SPE 28800, 1994.
- [13] 王小秋, 汪志明, 魏建光. 井筒与油藏耦合条件下水平井变质量流动规律研究[J]. 水动力学研究与进展, 2005, 20(3): 326-331.  
WANG Xiao-qiu, WANG Zhi-ming, WEI Jian-guang Investigation of variable mass flow in horizontal well with perforation completion coupling reservoir[J]. Journal of Hydrodynamics, 2005, 20(3): 326-331.

(编辑 李志芬)