

# 水平井注蒸汽非稳态传热与流动分析

郭春生<sup>1,2</sup>, 徐明海<sup>1</sup>, 薛世峰<sup>1</sup>, 曲芳仪<sup>2</sup>

(1. 中国石油大学储运与建筑工程学院, 山东青岛 266580; 2. 山东大学(威海)机电与信息工程学院, 山东威海 264209)

**摘要:**水平井注汽采油在稠油开采过程中得到广泛的应用,建立热采注汽过程中水平井井筒-储层耦合的非稳态传热与渗流模型,利用数值方法研究注蒸汽阶段的油、水、汽在井筒和油藏中三相非稳态流动与传热规律,分析井筒内积存原油对蒸汽推进的影响;同时计算分析湿蒸汽参数沿水平井段变化特点。研究结果表明:新建模型揭示了井筒内蒸汽前沿推进机制;在注汽速度 8 t/h、注汽干度 0.7 时,注汽 5 d 后井筒内积存原油被驱替;受井筒内蒸汽流量变化和井筒与油藏热交换影响,湿蒸汽比焓(或干度)从水平井跟端到趾端下降较快;随着注汽速度和注汽干度的增大水平井吸汽段长度增加。

**关键词:**稠油;水平井;注蒸汽;数值模拟;积存原油

**中图分类号:** TE 345 **文献标志码:** A

**引用格式:**郭春生,徐明海,薛世峰,等.水平井注蒸汽非稳态传热与流动分析[J].中国石油大学学报(自然科学版),2016,40(4):116-120.

GUO Chunsheng, XU Minghai, XUE Shifeng, et al. Process analysis of unsteady heat transfer and fluid flow during steam injection via horizontal wells[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2016, 40(4): 116-120.

## Process analysis of unsteady heat transfer and fluid flow during steam injection via horizontal wells

GUO Chunsheng<sup>1,2</sup>, XU Minghai<sup>1</sup>, XUE Shifeng<sup>1</sup>, QU Fangyi<sup>2</sup>

(1. College of Pipeline and Civil Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. School of Mechanical, Electrical & Information Engineering in Shandong University, Weihai 264209, China)

**Abstract:** Steam injection via horizontal wells has been widely used for heavy oil recovery. In this study, numerical simulation models of heat transfer and fluid flow in wellbore in coupling with reservoir flows during the process of steam injection in a horizontal well were established, in which the unsteady flow and heat transfer of multi-phase (i. e. steam, water and oil) in reservoir and wellbore were considered. The influence of oil accumulation in wellbore on the migration and diffusion process of steam and water was analyzed, and the variations of the flow and thermal parameters of wet steam along the horizontal well were calculated. The simulation results of a case study indicate that the proposed horizontal well steam injection model can effectively simulate the moving steam front in the wellbore, and the accumulated oil stockpile can be flooded out from the wellbore after 5 days of steam injection with injection rate of 8 t/h and steam dryness of 70%. During the injection process, the enthalpy of the injected wet steam decreases rapidly from the heel to the toe of the horizontal well. Increasing steam injection rate and its dryness can increase the heat transfer to the oil formation along the horizontal well.

**Keywords:** heavy oil; horizontal well; steam injection; numerical simulation; oil stockpile

水平井注汽采油自 21 世纪 90 年代开始在国内  
外得到越来越广泛应用。由于水平井油层打开程度

大,井筒在油层中延伸距离长,压力、温度、干度等参  
数从水平井跟点到趾点逐渐变化,因此不能像垂直

收稿日期:2016-01-05

基金项目:国家自然科学基金项目(51305238);山东省自然科学基金项目(ZR2015PE016)

作者简介:郭春生(1983-),男,讲师,博士,博士后,研究方向为油藏数值模拟。E-mail:guo@sdu.edu.cn。

通讯作者:徐明海(1964-),男,教授,博士,博士生导师,研究方向为稠油热采、油藏模拟。E-mail:minghai@upc.edu.cn。

井那样用井底流压、井底温度和井底干度一组数值就能描述井筒动态<sup>[14]</sup>。水平井注汽采油生产实践表明,油藏吸汽不均,导致横向波及率较低、水平井蒸汽吞吐效果差等问题<sup>[5-7]</sup>。为了探究水平井生产机制,国内外学者进行了较为广泛的研究,Dikken<sup>[8]</sup>首先提出了水平井段井筒内单相流动流量分布与压力分布计算模型,油藏向井筒内渗流的流量采用解析模型计算,分析了摩擦阻力对水平井产量的影响,得到了水平井产量与其长度的关系,给出了水平井合理长度的建议。Sharma等<sup>[9]</sup>假设水平井段内摩擦阻力和重力压降是主要的,定义了含有井筒单元的有效孔隙度和井筒内有效渗透率,井筒内流动也用达西定律描述,将井筒和油藏耦合在一起,井筒流动融合到现有的数值模拟器中,为分析水平井产量提供了一种容易实施的工具。可以看出,以往的水平井井筒与油藏耦合模型均为单相、稳态模型,无法考虑注汽过程中井筒内蒸汽顶替原来储集的液体过

程,也没有体现井筒与油藏内液体流动与传热过程。笔者考虑水平井注汽启动阶段非稳态多相流动与传热特点,基于体积分数模型(volume of fluid, VOF)分析油、水、汽多相流动,耦合储层内流动传热与井筒内流动传热,分析启动阶段井筒内蒸汽推进过程与油藏内压力、温度和饱和度变化。

## 1 数值计算模型

### 1.1 物理模型

假设储层水平均质等厚,油藏厚度为 $H$ ,该储层有一个方形的供给边缘,长为 $W$ ,宽为 $2L$ ,且保持边缘供给压力 $p_0$ 恒定(图1(a))。油藏中心有一口水平井, $r$ 为油井半径, $k$ 为地层渗透率, $\varphi$ 为孔隙度。计算中忽略水平井的斜井段,认为跟端到趾端水平,根据对称性,仅计算1/2的区域,计算区域和网格划分情况如图1(b)所示。

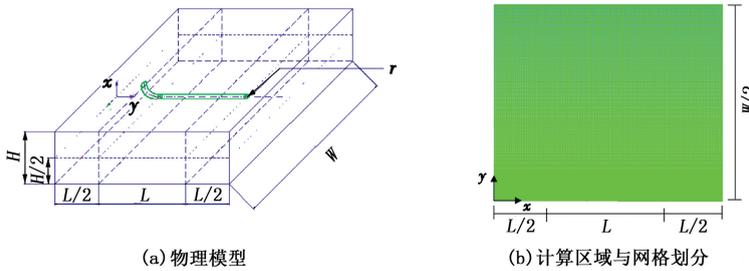


图1 水平井注汽物理模型

Fig. 1 Physical model of horizontal wells steam injection

### 1.2 数学模型

水平井注汽过程涉及到蒸汽、原油和水的流动和传热,同时还包括蒸汽的冷凝或蒸发,计算模型包括各相质量守恒、能量守恒和动量守恒以及相变几个方面。假设原油密度、定压比热和导热系数为常数、油藏孔隙度、渗透率以及水和水蒸气的密度、定压比热、导热系数和动力黏度也为常数。

油藏和井筒内多相流动计算采用VOF模型,同时描述储层中的渗流和井筒内的流动。

连续性方程为

$$\frac{\partial \alpha_w}{\partial t} \cdot dV + \nabla \cdot (v \alpha_w) \cdot dV = \frac{\dot{m}_w}{\rho_w}, \quad (1)$$

$$\frac{\partial \alpha_v}{\partial t} \cdot dV + \nabla \cdot (v \alpha_v) \cdot dV = \frac{\dot{m}_v}{\rho_v}, \quad (2)$$

$$\frac{\partial \alpha_o}{\partial t} \cdot dV + \nabla \cdot (v \alpha_o) \cdot dV = 0, \quad (3)$$

$$\dot{m}_w = -\dot{m}_v, \quad (4)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho v) + \nabla \cdot (\rho v v) = -\nabla p + \nabla \cdot [\mu (\nabla v +$$

$$\nabla v^T)] + \rho g + F_v + S_i. \quad (5)$$

式中, $dV$ 为单元体的体积, $m^3$ ;  $\dot{m}_w$ 和 $\dot{m}_v$ 分别为相变过程中水和水蒸气传递的质量流量, $kg/s$ ;  $\rho_w$ 和 $\rho_v$ 分别为相变过程中水和水蒸气传递的密度, $kg/m^3$ ;  $v$ 为速度, $m/s$ ,液体在油藏内流动采用体平均速度 $\langle \bar{v} \rangle$ ,蒸汽透过井筒与油藏交界面进入油藏,速度保持连续,即 $v = \langle \bar{v} \rangle$ ;  $\alpha_o$ 、 $\alpha_w$ 和 $\alpha_v$ 分别为单元中油、水和蒸汽的体积分数,满足 $\alpha_w + \alpha_v + \alpha_o = 1$ ;  $F_v$ 为体积力;  $S_i$ 为动量源项。

根据Brackbill的CFS模型<sup>[10]</sup>将连续表面张力转化为体积力,

$$F_v = \sigma \frac{\alpha_w \rho_w \xi_w \nabla \alpha_w + \alpha_v \rho_v \xi_v \nabla \alpha_v + \alpha_o \rho_o \xi_o \nabla \alpha_o}{0.5(\rho_w + \rho_v + \rho_o)}. \quad (6)$$

式中, $\sigma$ 和 $\xi$ 分别为表面张力系数和界面曲率。

式(5)中 $S_i$ 为动量源项,将井筒和油藏纳入一个统一的空间,基于Forchheimer-Ward关系式,建立井筒与油藏动量转换关系式,

$$S_i = \begin{cases} 0, & \text{井筒;} \\ -\frac{\mu}{k} \varphi \langle \bar{v} \rangle - C_2 \frac{1}{2} \rho |\varphi \langle \bar{v} \rangle| \varphi \langle \bar{v} \rangle, & \text{油藏.} \end{cases} \quad (7)$$

式中,  $C_2$  为阻力系数。

油藏与井筒内传热表达式为

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho h) + \nabla \cdot (\rho v h) + q_T = \nabla \cdot [\lambda (\nabla T)] + S_h. \quad (8)$$

其中

$$S_h = \begin{cases} -\dot{m}_s H_c, & \text{饱和相为气相;} \\ \dot{m}_s H_c, & \text{饱和相为液相.} \end{cases}$$

式中,  $h$  为混合物的焓, J;  $\lambda$  为混合物的导热系数, W/m<sup>2</sup> · °C;  $q_T$  为多孔骨架导热源项, 在井筒计算域内为 0;  $S_h$  为相变放热量(或吸热量);  $H_c$  为汽化潜热。

### 1.3 定解条件

初始状态地层压力为  $p_0$ , 油藏和井筒内充满原油, 即  $\alpha_o = 1$ , 原油温度为  $T_0$ ; 利用本文数值模型分别计算水平井跟端注汽温度  $T_0$ 、注汽速度为  $q$ 、注汽干度为  $M$  条件下井筒和油藏内油、水、汽流动与传热特点。

### 1.4 相变

水-汽两相相变过程描述采用 W H Lee 提出的相变模型<sup>[11]</sup>, 表达式为

$$\dot{m}_v = -\dot{m}_w = \beta \alpha_w \rho_w \frac{T - T_{sat}}{T_{sat}}, \quad T > T_{sat} \text{ (蒸发过程);} \quad (9)$$

$$\dot{m}_w = -\dot{m}_v = \beta \alpha_v \rho_v \frac{T - T_{sat}}{T_{sat}}, \quad T < T_{sat} \text{ (冷凝过程).} \quad (10)$$

式中,  $\beta$  为相变系数;  $T_{sat}$  为饱和温度。

### 1.5 混合物性计算

注蒸汽过程包含油、水、汽的多相多组分传热与流动, 本文基于 VOF 模型对混合物的密度、黏度、导热系数和焓定义如下:

$$\begin{aligned} \rho &= \rho_w \alpha_w + \rho_v \alpha_v + \rho_o \alpha_o, \\ \mu &= \mu_w \alpha_w + \mu_v \alpha_v + \mu_o \alpha_o, \\ \lambda &= \lambda_w \alpha_w + \lambda_v \alpha_v + \lambda_o \alpha_o, \\ c_p &= c_{p,w} \alpha_w + c_{p,v} \alpha_v + c_{p,o} \alpha_o, \\ h &= \frac{\alpha_w \rho_w h_w + \alpha_v \rho_v h_v + \alpha_o \rho_o h_o}{\alpha_w \rho_w + \alpha_v \rho_v + \alpha_o \rho_o}, \\ h_w &= c_{p,w} (T - T_0), \\ h_v &= c_{p,v} (T - T_0), \\ h_o &= c_{p,o} (T - T_0). \end{aligned}$$

式中,  $\rho_o$  为油的密度, kg/m<sup>3</sup>;  $\mu_v$ 、 $\mu_w$  和  $\mu_o$  分别为蒸汽、水和油的动力黏度, Pa · s;  $\lambda_v$ 、 $\lambda_w$  和  $\lambda_o$  分别为蒸汽、水和油的导热系数, W/(m<sup>2</sup> · °C);  $c_{p,v}$ 、 $c_{p,w}$  和  $c_{p,o}$  分别为蒸汽、水和油的定压比热, kJ/(kg · K);  $h_v$ 、 $h_w$  和  $h_o$  分别为蒸汽、水和油的焓, J/kg。

## 2 实例分析

计算采用分离式求解器, 应用压力与速度耦合算法, 即 SIMPLE 算法; 离散方法中压力差值方案采用形体力加权, 动量和体积分数采用 QUICK 离散格式, 能量方程采用一阶迎风格式。地层初始温度 56 °C, 初始地层压力 10.5 MPa, 油藏厚 10 m, 水平井长 200 m, 水平井筒半径 88.9 mm, 油藏孔隙度 0.3, 渗透率 1 μm<sup>2</sup>。模拟分析注汽温度保持 350 °C 不变, 注汽速度  $q$  分别为 8、16 和 20 t/h, 注汽干度  $M$  为 0.3、0.5 和 0.7 的情况下, 油藏和井筒内压力、温度、蒸汽锋面和水汽驱油的演化过程。

### 2.1 压力场

图 2 为注汽速度 8 t/h、注汽干度 0.7 时压力分布。

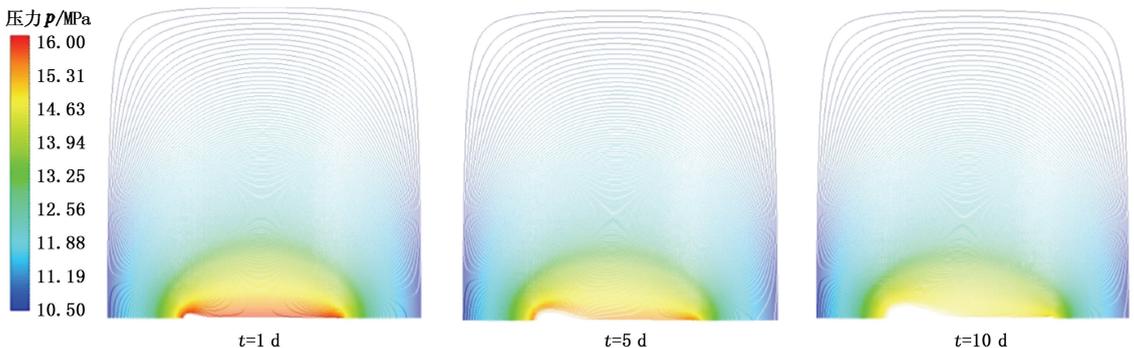


图 2 水平井注汽压力分布

Fig. 2 Pressure distribution of horizontal well steam injection

图 2 中红色区域表示高压区, 蓝色区域表示低压区。从图 2 中可以看出, 蒸汽从水平井筛管不断向储层渗流过程中压力不断下降; 随着注汽时间的

增加, 储层稠油黏度和井底流压均下降; 对比注汽 1、5 和 10 d 压力分布可以发现, 等压力线以跟端为圆心不断向外延伸, 说明水平井跟端附近流动阻力

在不断减小,趾端附近则变化不大。

### 2.2 温度场

图3为注汽速度8 t/h、注汽干度0.7时的温度分布。从图3中可以看出,水平井跟端注汽时,随着注汽时间的增加,温度波及范围不断增大;蒸汽沿水平井轴向波及距离大于法向,整个波及范围近似圆锥形,注汽10 d后轴向最大波及距离为82 m。

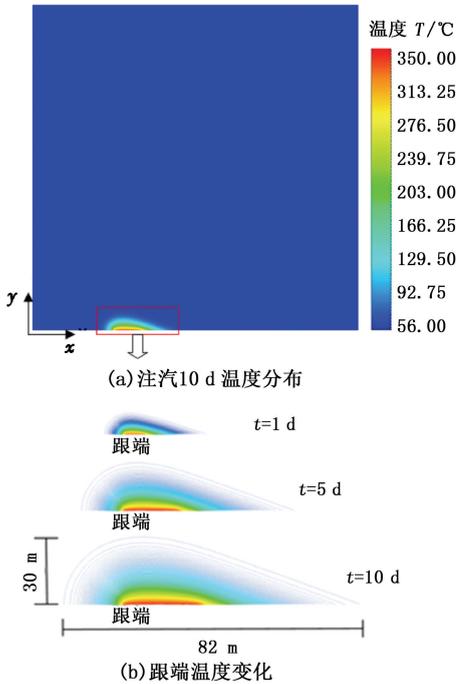


图3 水平井注汽温度分布

Fig.3 Temperature distribution of horizontal well steam injection

### 2.3 蒸汽锋面

图4为注汽速度8 t/h、注汽干度0.7时的蒸汽锋面。从图4中可以看出,随着注汽时间的增加蒸汽沿水平井轴向推进距离不断增大,而沿法向推进

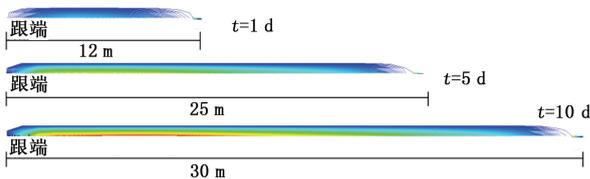


图4 注汽过程蒸汽锋面

Fig.4 Steam front of horizontal well steam injection

缓慢,这是因为蒸汽从水平井跟端进入筛管环空后不断向储层扩散,热交换剧烈,水平井筒内蒸汽干度下降较快,注汽10 d后蒸汽在井筒内仅推进约32 m。结合图2、3可以发现,蒸汽进入井筒后,由于注汽开始前井筒内积存了储层反渗的原油,其阻碍蒸汽沿井筒推进,因此蒸汽更多地直接进入地层,以水平井跟端为原点,加热范围呈圆锥形分布。

### 2.4 水和蒸汽驱油

图5为注汽速度8 t/h、注汽干度0.7时水和蒸汽驱油效果。图5中显示区域表示油水混合区域,红色一侧为原油区域,蓝色一侧为水和水蒸气区域。从图5中可以看出,随着注汽时间的增加,井筒及附近储层内原油逐渐被蒸汽和水驱替,且水平井跟端原油被驱替范围大于趾端,这是因为注汽开始前井筒中积存的原油阻碍蒸汽向趾端推进,迫使更多蒸汽从水平井跟端直接进入储层。

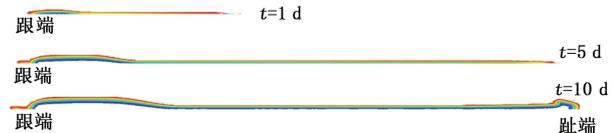


图5 注汽过程水和蒸汽驱油效果

Fig.5 Water and steam flooding effect of horizontal well steam injection

图6为注汽速度8 t/h、注汽干度0.7时井筒与储层界面法向速度剖面,其反映井筒与储层物质交换情况。因注汽过程中蒸汽由井筒向储层扩散,结合图5可以发现,水平井跟端和趾端附近井筒向储层扩散速度较大,水平井跟端速度剖面大于趾端,且随着注汽时间增加,跟端附近扩散速度剖面不断向趾端延伸。图6中3条曲线在井筒跟端附近界面法速度都出现波动,波动处为蒸汽与原油界面处,由于蒸汽对原油在轴向上的顶替,造成了界面法向速度的波动。

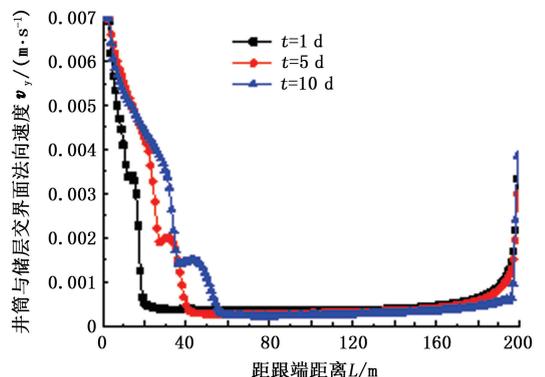


图6 井筒与储层界面法向速度剖面

Fig.6 Normal velocity profile at interface between wellbore and reservoir

### 2.5 注汽速度和注汽干度的影响

图7为不同注汽速度和干度时井筒内液体温度变化曲线。从图7中可以看出,湿蒸汽在筛管中流动时温度不断下降,井筒内流量和蒸汽干度越大温度下降越慢。此外,井筒内液体平均温度在一定程度上可以反映井筒内蒸汽锋面变化和油藏温度波及情况;结合图3和4可以发现,当注汽速度8 t/h、注

汽干度 0.7 时,井筒内液体平均温度等于地层原始温度处距跟端距离约为 80 m,这与图 3 显示的波及距离保持一致;井筒内液体平均温度保持入口饱和温度的推进距离约为 30 m,这与图 4 蒸汽锋面也一致。对比不同注汽参数的井筒内平均温度变化曲线,随着注汽速度和注汽干度的增大,井筒内液体平均温度变化曲线不断向水平井趾端推移,说明提高注汽速度和注汽干度能优化油藏吸汽剖面、改善注汽效果。

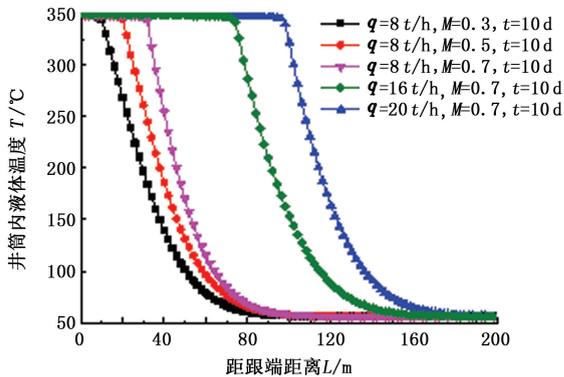


图 7 不同注汽速度和干度时井筒内液体温度变化曲线

Fig. 7 Wellbore liquid loading temperature curve of different steam injection rate and dryness

### 3 结 论

(1) 水平井跟端注汽时,跟端吸汽量大于趾端,油层被加热范围沿水平井轴向波及距离大于法向。

(2) 注汽初始阶段,蒸汽首先顶替井筒内积存的原油,井筒内积存原油被驱替后,由于水平井与储层直接接触,井筒内蒸汽流量不断减小,且井筒与储层间持续进行热交换,因此湿蒸汽比焓从水平井跟端到趾端下降较快,不能有效发挥水平井与储层接触面大的特点。

(3) 提高水平井跟端注汽速度或注汽干度可增加水平井吸汽段长度。

#### 参考文献:

- [1] JOSHI S D. A review of horizontal well technology[M]. Tulsa, Oklahoma, USA: Pennwell Corp Publishing, 1991:112-131.
- [2] SMALL G P. Steam-injection profile control using limited-entry perforations[J]. SPE Production Engineering, 1986,1(5):388-394.
- [3] FONTANILLA J P, AZIZ K. Prediction of bottom-hole conditions for wet steam injection wells [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1982,21(2):82-88.
- [4] SHAKHSI M. Optimal planning of oil and gas development projects considering long-term production and transmission[J]. Computers & Chemical Engineering, 2014, 65(22):67-80.
- [5] 许建红,钱俐丹,库尔班. 储层非均质对油田开发效果的影响[J]. 断块油气田,2007,14(5):29-31.  
XU Jianhong, QIAN Lidan, KU Erban. Influence of reservoir heterogeneity on oilfield development effectiveness [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2007,14(5):29-31.
- [6] GAO G, JALALI Y. Prediction of temperature propagation along a horizontal well during injection period[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008,11(1):131-140.
- [7] 宋永臣,王志国,杨文哲,等. 注蒸汽井筒热损模拟实验及改进设计研究[J]. 工程热物理学报,2010,31(10):1731-1734.  
SONG Yongchen, WANG Zhiguo, YANG Wenzhe, et al. Heat loss experiment of steam injection wellbore and its improved design[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2010,31(10):1731-1734.
- [8] DIKKEEN B J. Pressure drop in horizontal wells and its effect on production performance[J]. Journal of Petroleum Technology, 1990,42(11):1426-1433.
- [9] SHARMA R, ZIMMERMAN D, MOURIST F. Modeling of undulating wellbore trajectories[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1995,34(10):16-24.
- [10] BRACKBILL J U, KOTHE D B, ZEMACH C. A continuum method for modeling surface tension[J]. Journal of Computational Physics, 1992,100(2):335-354.
- [11] LEE W H. A pressure iteration scheme for two-phase flow modeling [M]. Washington, USA: Hemisphere Publishing, 1980:407-432.
- [12] 王海静,薛世峰,高存法,等. 非均质油藏水平井射孔调剖方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2012,36(3):135-139.  
WANG Haijing, XUE Shifeng, GAO Cunfa, et al. Profile control method for perforated horizontal wells in heterogeneous reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012,36(3):135-139.
- [13] 杨德伟,王新伟,肖淑明,等. 一稠油水平井注汽剖面分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2014,38(5):155-159.  
YANG Dewei, WANG Xinwei, XIAO Shuming, et al. Analysis of steam injection profile in horizontal well for heavy oil recovery[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2014,38(5):155-159.