

非凝析气与蒸汽混注水平井井筒流动传热特征

东晓虎^{1,2,3}, 刘慧卿¹, 侯吉瑞², 陈掌星^{1,3}

(1. 中国石油大学石油工程教育部重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学提高采收率研究院, 北京 102249;
3. 加拿大卡尔加里大学石油与化学工程系, 阿尔伯塔卡尔加里 T2N 1N4)

摘要:为了准确预测非凝析气与蒸汽混注水平井的井筒沿程流动特征,基于热采水平井管柱跟端注汽与趾端注汽模式,充分考虑水平井的孔眼出流、压降损失以及注入流体的热效应和相态特征,建立射孔水平井混注非凝析气(N₂、CO₂)与蒸汽时的井筒沿程变质量流动半解析模型。采用井筒细分微元与节点分析方法进行求解,对气汽混注下的稠油水平井井筒沿程流动特征进行研究,并探讨各注入参数对于井筒流动特征的影响。结果表明:模型的模拟结果显示仅靠近注汽点位置处的井段加热效果较好,这与矿场实际情况较为吻合;相比传统注蒸汽,气汽混注下的水平井热有效长度更长,加热效果更好;不同注汽模式的水平井具有不同的加热效果,在实际生产过程中,可以轮回改变注入管柱的下入深度,实现不同的加热模式,改善水平段油藏加热效果。

关键词:稠油油藏; 水平井; 蒸汽; 非凝析气; 传热

中图分类号:TE 319.1 **文献标志码:**A

引用格式:东晓虎,刘慧卿,侯吉瑞,等. 非凝析气与蒸汽混注水平井井筒流动传热特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2016,40(2):105-114.

DONG Xiaohu, LIU Huiqing, HOU Jirui, et al. Transient fluid flow and heat transfer characteristics during co-injection of steam and non-condensable gases in horizontal wells[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016, 40(2): 105-114.

Transient fluid flow and heat transfer characteristics during co-injection of steam and non-condensable gases in horizontal wells

DONG Xiaohu^{1,2,3}, LIU Huiqing¹, HOU Jirui², CHEN Zhangxing^{1,3}

(1. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
2. Institute of Enhanced Oil Recovery in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
3. Department of Petroleum and Chemical Engineering, University of Calgary, Calgary T2N 1N4, Canada)

Abstract: In order to accurately predict the performance characteristics of non-condensable gas and steam along a horizontal wellbore, a semi-analytical flow model for the gas and steam mixture was developed based on thermal recovery string with the horizontal well and toe steam injection mode. The influences of various factors were considered, including perforation outflow, pressure drops, thermal effect and phase behavior of the fluid injected. The model was solved using the methods of wellbore micro-control-element and node analysis. The flowing characteristics of the gas and steam mixture along the horizontal well were investigated, and the influences of different injection parameters were discussed. The results indicate that only the well segment near to the injection position can be effectively heated, which is in line with the results of field tests. Compared with the conventional steam injection, the injection of the combined gas and steam in horizontal wells has a better heating effect, and different injection methods can have different heating effects. In field operations, it is suggested that the down-hole position of the injection pipe can be changed cycle by cycle in order to improve the heating effect in the reservoir.

Keywords: heavy oil reservoir; horizontal well; steam; non-condensable gas; heat transfer

水平井气体辅助蒸汽注入技术是目前油田矿场常用的一种稠油油藏提高采收率技术,目前已在胜利油田、新疆油田以及渤海油田的部分稠油区块成功实施^[1-3]。与传统的饱和蒸汽不同,这种非凝析气体的加入可以极大地改善原单一蒸汽相的热物性特征。这种新的携热流体压缩性更强,具有更高的膨胀性能,注入油层之后可以有效降低稠油黏度,改善稠油的渗流特性,提高油藏开发效果^[4-6]。水平井井筒沿程的变质量流动特征是水平井油藏开发过程中不可忽略的关键环节,主要是由水平段地层的沿程非均质特征、射孔孔眼的出/入流特征以及井筒沿程的压力损失引起的。Dikken^[7]率先提出水平井筒内的压降问题,并推导了裸眼完井方式下的单相、紊流生产时的轻质油藏水平井产量模型。之后,众多的国内外专家学者通过采用室内试验与数值模拟方法研究了裸眼及射孔水平井的井筒压降特征,对轻质油藏水平井的井筒流动规律进行了探讨^[8-10]。对于注入传统饱和蒸汽的热水平井,吴淑红等^[11]、吴永彬等^[12]、陈德民等^[13]以及 Wu 等^[14]分别研究了注蒸汽条件下的水平井井筒流动特征,对注蒸汽水平井的产能方程和流入动态进行了评价。对于非凝析气-蒸汽混注的水平井井筒流动特征,与传统饱和蒸汽相比,这种携热流体在水平井筒内部的流动与传热须考虑多种介质和相态之间的物性变化,具有复杂性与多变性,模拟过程更为繁琐。基于热采水

平井管柱跟端注汽与趾端注汽两种模式,通过耦合热混合流体与油藏之间的传热传质及压降特征,笔者充分考虑水平井的孔眼出流、压降损失以及热流体热效应和相态特征,建立射孔水平井混注非凝析气(N₂、CO₂)与蒸汽时的井筒变质量流动半解析模型,并采用井筒细分微元方法和节点分析方法进行模型求解,对气汽混注的稠油水平井沿程流动特征进行研究。

1 模型的建立

1.1 模型假设

根据混注流体中蒸汽组分的热状态不同,可将该混注流体划分为过热型的混注流体和饱和型的混注流体。混合流体经过垂直段井筒进入水平完井段后,通过射孔孔眼进入地层,由于温差的存在还会产生一定的传热损失,该过程是一个变质量、变相态的流动过程。建立如图1所示的两种射孔水平井气汽混注过程的井筒沿程流动特征模型。假设:①混注过程中,水平井跟端的流体状态参数保持不变;②忽略热流体注入过程中由于油藏温度压力变化所引起的储层物性特征变化;③沿水平井井筒方向上各射孔孔眼尺寸、孔密以及相位角一致;④水平井井筒与水泥环之间为一维稳定传热,水泥环与地层之间为径向不稳定传热,并忽略流体沿水平段井轴方向上的传热。

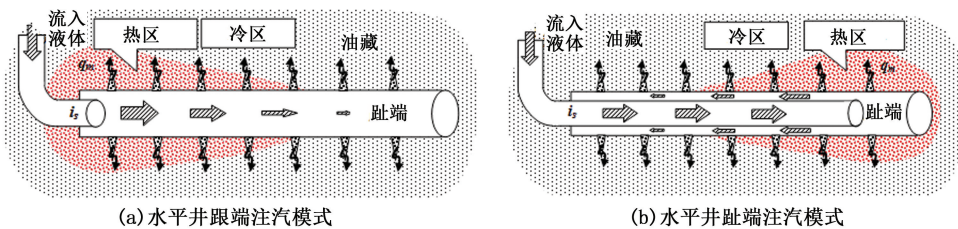


图1 常用稠油油藏热采水平井注汽模式

Fig.1 Commonly used steam injection modes of thermal horizontal well

1.2 耦合模型的建立

1.2.1 压力梯度模型

沿水平井井筒方向将井筒细分为 N 段,取其中一微元段,如图2所示,分别建立井筒注汽过程中的微元段质量守恒与动量守恒方程。

质量守恒方程为

$$\rho_1 v_1 A = \rho_2 v_2 A = i_s \quad (1)$$

动量守恒方程为

$$Adp = \rho_m g Adl \cos \theta + \rho_1 v_1^2 A - \rho_2 v_2^2 A - \tau_f \quad (2)$$

$$\tau_f = \frac{f_{tp} \rho_m v_m^2}{2d} \quad (3)$$

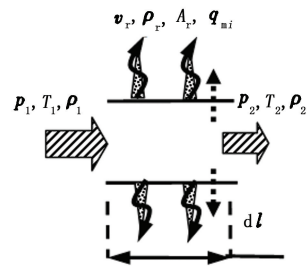


图2 水平井井筒微元段流动示意图

Fig.2 Sketch map of horizontal wellbore micro control element

式中, ρ_1 和 ρ_2 分别为微元井段前后两截面的流

体密度, kg/m^3 ; v_1 和 v_2 分别为微元井段前后两截面的流体流速, m/s ; A 为横截面积, m^2 ; i_s 为井筒内混合流体的质量流量, kg/s ; ρ_m 为微元段混合流体平均密度, kg/m^3 ; θ 为微元段井斜角, ($^\circ$); τ_f 为微元段水蒸气所受摩擦力, N ; d 为油管内径, m 。

对于射孔完井的水平井,既要考虑主井筒未射孔段的流动压降损失也要考虑射孔孔眼所引起的额外压降损失。对于井筒总摩阻系数的计算,包括主井筒摩阻系数 f_{main} 与射孔孔眼摩阻系数 f_{perf} 两部分,

$$f_{\text{tp}} = f_{\text{main}} + f_{\text{perf}} \quad (4)$$

对于主井筒摩阻系数 f_{main} ,当注入流体为过热型时,流体流动为单一气相流;当为饱和型时,流动为气液两相流。无论是对于单一气相流动过程还是气液两相流动过程,均可采用雷诺数评价方法求取混合流体沿水平井筒流动的摩擦阻力系数,两个流动过程的雷诺数表达式分别为

$$Re_1 = \frac{4Q}{\pi Dv}, \quad (5)$$

$$Re_2 = \frac{Dv[\rho_1 E_1 + \rho_g(1-E_1)]}{\mu_1 E_1 + \mu_g(1-E_1)} \quad (6)$$

式中, D 为注汽管柱内径, m ; Q 为主井筒流体流量, m^3/s 。

对于单一气相流可采用单气相雷诺数评价准则进行。对于水平井筒内气液两相流的摩阻系数计算,常用的有试验方法、关联式方法以及 Moody 图版方法^[15-17]。这里采用 Beggs-Brill 方法,该方法是一种关联式方法,将水平气液两相管流分为分离流、间歇流以及分散流 3 类流型,通过微元段的气液流动参数判别流动型态,在此基础上求取微元段的气液两相流持液率 E_1 ,依据式(6)得到气液两相流的雷诺数,最终获得两相摩擦阻力系数。

对于由于射孔孔眼流出所导致的摩阻系数 f_{perf} ,求解式^[10, 18]为

$$f_{\text{perf}} = 4D \frac{q_{mi}}{Q} + 2 \frac{D}{n} \left(\frac{q_{mi} \Delta l}{Q} \right)^2 \quad (7)$$

式中, n 为射孔孔密, $\text{孔}/\text{m}$; q_{mi} 为微元段总吸汽量, m^3/s 。

1.2.2 地层吸气能力模型

气汽混合流体进入水平段后,通过射孔孔眼进入地层,井筒微元段的总吸汽量 q_{mi} 可以通过地层的采液指数与吸气指数确定^[13, 19],

$$q_{mi} = J_i I_i \Delta p = J_i I_i (p_i - p_e) \quad (8)$$

式中, J_i 为采液指数^[13]; I_i 为吸气指数^[19]; p_i 为井筒

微元段混合热流体的注入压力, MPa ; p_e 为微元段的地层压力, MPa 。

1.2.3 蒸汽干度模型

考虑到非凝析气的存在,该混合流体存在相平衡问题,依据饱和蒸汽的 PVT 特征,对于具有一定干度的饱和水蒸气,干饱和蒸汽在总气相中所占的摩尔分数为

$$C'_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{p_s(T)}{p} = \frac{\frac{xG_{\text{H}_2\text{O}}}{M_{\text{H}_2\text{O}}}}{\frac{xG_{\text{H}_2\text{O}}}{M_{\text{H}_2\text{O}}} + \frac{G_{\text{CO}_2}}{M_{\text{CO}_2}} + \frac{G_{\text{N}_2}}{M_{\text{N}_2}}} \quad (9)$$

依据气汽混合流体的组成特征,有

$$C'_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{\frac{G_{\text{H}_2\text{O}}}{M_{\text{H}_2\text{O}}}}{\frac{G_{\text{H}_2\text{O}}}{M_{\text{H}_2\text{O}}} + \frac{G_{\text{CO}_2}}{M_{\text{CO}_2}} + \frac{G_{\text{N}_2}}{M_{\text{N}_2}}} = \frac{\frac{G_{\text{H}_2\text{O}}}{M_{\text{H}_2\text{O}}}}{\frac{G_{\text{H}_2\text{O}}}{M_{\text{H}_2\text{O}}} + C_1} \quad (10)$$

对方程(10)两边关于水平井筒长度 l 求导,得

$$\frac{dx}{dl} = \frac{C_1 M_{\text{H}_2\text{O}}}{G_{\text{H}_2\text{O}}} \frac{1}{(p-p_s)^2} \left(p \frac{dp_s}{dT} \frac{dT}{dl} - p_s \frac{dp}{dl} \right) \quad (11)$$

式中, M_i ($i = \text{H}_2\text{O}, \text{CO}_2, \text{N}_2$) 为组分 i 的分子量, g/mol ; G_i ($i = \text{H}_2\text{O}, \text{CO}_2, \text{N}_2$) 为组分 i 的质量流量, kg/s ; x 为蒸汽干度; p_s 为干饱和蒸汽的饱和蒸汽压, MPa 。

1.2.4 混合流体温度模型

井筒微元上流动单元内的能量变化包括纵向流体质量变化,径向流动带到油层的热量和径向导热率,并考虑沿程摩擦做功产生的能量损失,则微元段上井筒内流体的能量守恒方程为

$$\frac{dQ}{dl} + \frac{dW}{dl} = -\frac{d}{dl} \left[i_s \left(H_m + \frac{v_m^2}{2} \right) \right] - q_{mi} \left(H_m + \frac{v_r^2}{2} \right) \quad (12)$$

其中

$$H_m = G_{\text{CO}_2} H_{\text{CO}_2}(T) + G_{\text{N}_2} H_{\text{N}_2}(T) + x G_{\text{H}_2\text{O}} H_s(T) + (1-x) G_{\text{H}_2\text{O}} H_w(T),$$

$$v_m = \frac{v_1 + v_2}{2}, v_r = \frac{q_{mi}}{A_i \rho_m}.$$

式中, v_m 为微元段内主井筒的气汽混合流体平均流速, m/s ; v_r 为气汽混合流体通过射孔孔眼进入地层的平均流速, m/s ; H_m 为气汽混合流体的总热焓, kJ/kg 。

1.2.5 混合流体传热量计算模型

与常规井筒的径向热传递过程不同,气汽混合流体在水平段的径向传热量为热流体通过套管和水泥环向油层的导热率。对于套管内壁至水泥环外缘的传热^[20-21]:

$$dQ = 2\pi r_{ci} U (T_s - T_w) dz. \quad (13)$$

其中,总传热系数 U 为

$$U = \left[\frac{r_{co}}{r_{ci} h} + \frac{r_{eo}}{\lambda_{cas}} \ln \frac{r_{co}}{r_{ci}} + \frac{r_{eo}}{\lambda_{cem}} \ln \frac{r_h}{r_{co}} \right]^{-1}. \quad (14)$$

对于水泥环与地层间的不稳定导热,可以表示为

$$dQ' = 2\pi \lambda_e \frac{T_w - T_e}{f(t)} dl. \quad (15)$$

其中, $f(t)$ 为无因次地层导热时间函数,可以采用 Hasan 模型进行求解^[20]:

$$f(t) = \begin{cases} 1.1281 \sqrt{\tau_D} (1 - 0.3 \sqrt{\tau_D}), & \tau_D \leq 1.5; \\ (0.4063 + 0.5 \ln \tau_D) (1 + 0.6/\tau_D), & \tau_D > 1.5. \end{cases} \quad (16)$$

式中, τ_D 为无因次时间。

1.3 模型中间参数处理

1.3.1 混合热流体密度

由于非凝析气的存在,该混合热流体具有较强的压缩性,在确定流体密度时须充分考虑流体压缩性的影响。目前用于描述混合气体 PVT 特性的模型主要有维里方程、多参数状态方程以及对比态关联模型^[22],选取 PR 状态方程描述混合非凝析气体的 PVT 特性,该方程可以较为准确地预测混合气体的相平衡特征,属于立方型状态方程的一种。

$$Z_g = \frac{V}{V-b} - \frac{a(T)V}{RT[V(V+b)+b(V-b)]}. \quad (17)$$

其中

$$a(T) = \Omega_a \left(\frac{R^2 T_c^2}{p_c} \right) [1 + (0.37464 + 1.5422\omega - 0.26922\omega^2) (1 - T_{ri}^{1/2})]^2,$$

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{p_c}.$$

式中, Ω_a 和 Ω_b 为常数, $\Omega_a = 0.45724$, $\Omega_b = 0.07780$; ω 为某一气体的偏心因子; p_c 为临界压力, MPa; T_c 为临界温度, K; T_{ri} 为对比温度。

对于 N_2 与 CO_2 的二元混合物体系,采用 van der Waals-1 混合规则求解参数 a 和 b ,

$$a = \sum_i \sum_j x_i x_j a_{ij}, \quad b = \sum_i \sum_j x_i x_j b_{ij}. \quad (18)$$

其中

$$a_{ij} = (1 - k_{ij}) \sqrt{a_i a_j}, \quad b_{ij} = (b_{ii} + b_{jj})/2,$$

$$k_{ii} = k_{jj} = 0, \quad k_{ij} = k_{ji}.$$

该混合非凝析气体在某一温度、压力下的摩尔密度为

$$\rho_g = \frac{M_g}{V_g} = \frac{M_g}{\left(\frac{Z_g RT}{p} \right)}. \quad (19)$$

对于饱和蒸汽的密度计算,求解式为

$$\rho_{ws} = x\rho_w + (1-x)\rho_s. \quad (20)$$

式中, ρ_w 为水相密度; ρ_s 为气相密度。

1.3.2 混合热流体黏度

对于混合气体的黏度计算,目前主要的做法是先求取低压下单一气体纯组分的黏度,之后按一定混合规则求取混合气体的黏度数值,再依据压力校正求取该压力数值下的混合气体黏度值。

(1) 纯气体组分黏度。对于纯气体组分黏度计算,常用的方法有对比态法、经验关联式法及图版法。其中对比态法主要是根据物质的临界参数数据预计气体的黏度数值,是常用的纯组分气体黏度确定方法,有简单指数法、Goluber 法、Thodos 法以及 Reichenberg 法^[5, 22]。考虑到 CO_2 与 N_2 气体的临界特征,这里采用简单指数法模型求取纯非凝析气体 (N_2, CO_2) 的黏度,

$$\mu_i = \begin{cases} \mu_{ci}^* T_{ri}^{0.95}, & 0.5 < T_{ri} \leq 1.8; \\ 1.2\mu_{ci}^* T_{ri}^{0.65}, & T_{ri} > 1.8. \end{cases} \quad (21)$$

其中

$$\mu_{ci}^* \times 10^7 = 28.25 \frac{M_i^{0.5} P_{ci}^{2/3}}{Z_{ci}^{1/6} T_{ci}^{1/6}}.$$

(2) 混合气体黏度规则。采用平方根模型求取气汽混合流体的黏度为

$$\mu_m = \frac{\sum_i y_i \mu_i M_i^{0.5}}{\sum_i y_i M_i^{0.5}}. \quad (22)$$

(3) 高压气体黏度校正。处于高压条件下的气体也称为稠气体,目前推算稠气体混合物黏度的方法有 Lucas 方法、Chung 方法和剩余黏度法校正^[22],这里采用剩余黏度法校正体系压力对气汽混合流体黏度的影响,

$$(\mu_m - \mu_{m0}) \xi_m = 1.08 [\exp(1.439\rho_{rm}) - \exp(-1.111\rho_{rm}^{1.858})]. \quad (23)$$

其中

$$\xi_m = \frac{T_{cm}^{1/6}}{M_m^{1/2} p_{cm}^{2/3}}, \quad \rho_{rm} = \frac{\rho}{\rho_{cm}} = \frac{\rho}{\left(\frac{p_{cm} RT_{cm}}{Z_{cm}} \right)}.$$

式中, p_{cm} 、 T_{cm} 和 Z_{cm} 分别为气汽混合流体的临界压力、温度和压缩因子。

1.3.3 地层参数变化模型

考虑气汽混合流体注入对油层内压力场的影

响。非凝析气体与蒸汽注入油层之后,油层压力水平发生变化,在流体注入过程中,油藏的不稳定流动方程^[23-24]为

$$p_w^2 = p_e^2 + \beta \frac{q_{vs} \mu_s T_w}{k_s \Delta l} \left(\ln \frac{2\pi r_e^2 \Delta l}{q_{vs} t_i} - 1.238 \right). \quad (24)$$

式中, β 为单位换算系数,0.7546; T_w 为蒸汽温度,K; k_s 为蒸汽有效渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

1.3.4 辅助方程

(1) 混合流体质量流量约束方程。在气汽混合流体注入过程中,水平井筒内的总质量流量保持不变,

$$I_{s0} = \sum_{i=1}^N q_{mi}. \quad (25)$$

主井筒轴向流体质量流量为

$$I_{si} = I_{s0} - \sum_{j=1}^{i-1} q_{mj} = I_{si-1} + q_{mi}. \quad (26)$$

(2) 蒸汽组分状态方程。对于水蒸气的热状态,包括过热态与饱和态两种情况,可依据水蒸气的饱和蒸汽压曲线进行判别,

$$T_s = 210.237 6 p_s^{0.21} - 30. \quad (27)$$

2 模型求解

采用细分微元方法,将水平段井筒细分,每一微元段长度均为 Δl ,采用节点分析方法进行模拟计算,对于跟端注汽模式的水平井从跟端开始计算,对于趾端模式则从趾端开始计算。计算步骤为:

(1) 模型初始化及参数输入。

(2) 判断微元段内混合流体中的蒸汽组分热状态:属于过热型,则按照单一气相流动过程计算;属于饱和型,则按照气液两相流动过程计算。

(3) 分别依据相应的单相流动模型或气液两相流动模型,计算微元段内的气汽混合流体状态参数与流动参数。

(4) 确定包括孔眼摩擦在内的微元段总摩擦阻力系数,求取摩擦做功;计算微元段吸汽指数、采液指数以及吸汽量,求取微元段饱和蒸汽压力降 dp 。

(5) 采用参数迭代方法,确定微元段加热半径,从而确定微元段热损失速率 dQ 以及饱和蒸汽干度变化 dx 。

(6) 依据地层渗流方程求取微元段地层温度变化和压力变化。

(7) 令 $i=i+1$,以上一微元段末端为起点,进行下一节点求解,重复步骤(2)~(6),直至水平井筒跟端或主井筒气汽混合流体流量为零。

3 实例分析

以国内某稠油油田气汽混注试验井M井为例,计算该水平井在注入非凝析气-蒸汽混合流体时的井筒流动特征,该井采用跟端注汽,地层垂深为500 m,地表温度为22℃,水平井水平段长度为300 m,地温梯度为 $0.032 \text{ } ^\circ\text{C} \cdot \text{m}^{-1}$,套管内径为0.0885 m,套管外径为0.1250 m,水泥环外缘半径为0.120 m,50℃下地层原油黏度为 $2 \text{ Pa} \cdot \text{s}$,孔眼直径为0.015 m,孔密为5孔/m,原始地层压力为4.8 MPa,注入流体摩尔组成为 $n(\text{N}_2) : n(\text{CO}_2) : n(\text{H}_2\text{O}) = 0.49 : 0.09 : 0.42$,流体注入速率为144 t/d,注汽时间为5 d,跟端流体压力为8 MPa,跟端流体温度为245℃,套管导热系数为 $45.7 \text{ W} \cdot (\text{m} \cdot \text{K})^{-1}$,水泥环导热系数为 $0.350 \text{ W} \cdot (\text{m} \cdot \text{K})^{-1}$,地层导热系数为 $1.73 \text{ W} \cdot (\text{m} \cdot \text{K})^{-1}$,地层热扩散系数为 $0.7 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{h}$ 。提出水平段热受效长度的概念作为水平井流体注入过程中井筒沿程加热程度评价指标。

3.1 模型验证

为了对本文中所建立模型进行验证,将本模型计算结果与CMG-STARS油藏模拟器的模拟结果进行对比,结果如图3所示。可以看到对于CMG的模拟结果,整个水平井段的油层均能得到加热,并且靠近井筒跟端与趾端的加热效果较好。但实际情况中对采用跟端注汽模式的注热流体水平井跟端的加热效果往往较好,而水平井趾端效果则较差,甚至得不到有效动用。本文中所建模型的模拟结果与矿场实际情况较为吻合,本模型可用于进行实际热采水平井的动态分析与产能评价。

3.2 参数敏感性分析

在上述模型验证的基础上,通过不同的参数设置,分别研究水平井沿程渗透率特征、流体组成特征及注入参数等对气汽混合流体在水平井筒内部流动特征的影响。

3.2.1 水平段地层渗透率的影响

渗透率主要对储层的吸汽指数与采液指数有影响,渗透率越大,储层的吸汽指数与采液指数越大,储层吸汽量也越大。以井筒结构参数及热物性参数为基础,模拟不同水平段地层渗透率条件下非凝析气与蒸汽混注时的水平井筒沿程流动特征,结果如图4所示。在其他参数不变的条件下,随着油藏渗透率的增大,井筒微元段的平均吸汽速率逐渐增大,水平井热有效长度则呈降低趋势,可以看到渗透率 $1 \mu\text{m}^2$ 下的水平井热有效长度(286 m)较 $2 \mu\text{m}^2$ 下

的热有效长度(212 m)高出74 m。此外根据图4(b)可以看出,井筒内任一位置处的蒸汽组分干度也随着油藏渗透率的增大而略有降低。这主要是由

于当渗透率较小时,地层的吸汽速率较小,主井筒内混合流体的质量流量较大,干度得以提高。

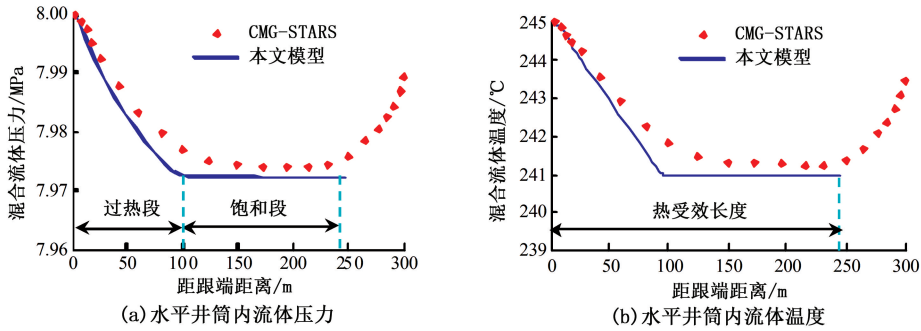


图3 模型验证对比结果

Fig.3 Comparison of model in this paper and CMG model

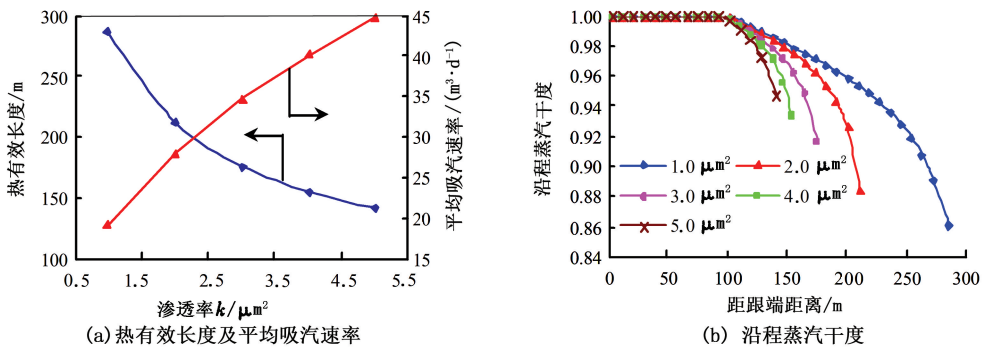


图4 油层渗透率的影响

Fig.4 Influence of reservoir permeability

3.2.2 水平段非均质程度的影响

水平井水平段非均质性是影响水平井筒沿程吸汽不均的主要因素。以表1中的井筒结构参数及热物性参数为基础,模拟不同水平段地层渗透率非均质条件下非凝析气与蒸汽混注时的水平井筒沿程流

动特征,结果如图5所示。由图5可知,水平段沿程非均质性对井筒沿程吸汽剖面有较大影响,其中高渗井段的吸汽能力强,加热半径大;低渗井段的吸汽能力弱,加热半径小。水平段沿程吸汽剖面特征与水平井的沿程渗透率取值呈正相关关系。

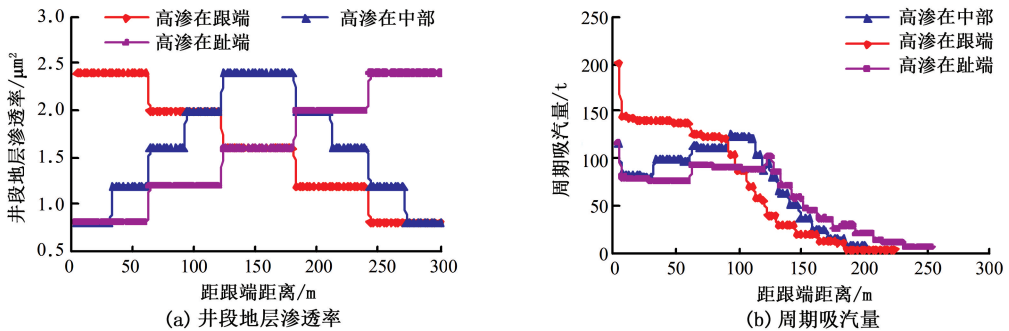


图5 水平段渗透率非均质性的影响

Fig.5 Influence of permeability heterogeneity along wellbore

3.2.3 流体类型的影响

与饱和蒸汽的注入过程相比,由于非凝析气的加入极大地改善了注入流体的热物理性质,添加非凝析气的情况下,流体密度降低,黏度降低,膨胀能

力增强,压降损失更低。图6所示为跟端注汽管柱模式的水平井在一定的注采参数条件下,注入饱和蒸汽与气汽混合时的水平井筒沿程流动特征。与注入饱和蒸汽的情况相比,注入气汽混合流体时的井

筒热损失速率更小,蒸汽干度更高,热有效长度也更长。该参数条件下,水平井注气汽混合流体时的热

有效长度较注入饱和蒸汽时延长了约 28 m,沿程加热效果得到改善。

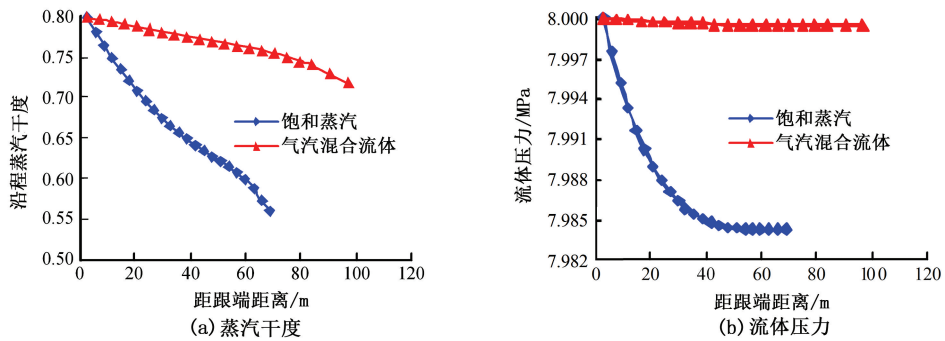


图 6 流体类型的影响

Fig. 6 Influence of fluid types

3.2.4 注汽参数的影响

(1) 混注流体组成特征。由于混注流体中各组分气体的焓值不同,不同组成特征下的混注流体具有不同的热焓值,一般流体的焓值越高,携热量越大,加热效果越好。在井筒结构与热物性参数取值的基础上,模拟水平井注入不同组成混合流体时的井筒沿程流动特征,结果如图 7 所示。由图 7 可以看出,随着混合流体中蒸汽组分含量的增大,微元段平均吸汽速率逐渐增大,水平井热有效长度逐渐减

小,并且当蒸汽组分含量大于 50% 时,平均吸汽速率的上升趋势变缓。这主要是由于在温度、压力等注入参数不变的情况下,蒸汽组分含量对气汽混合流体中的蒸汽分压具有一定影响,蒸汽组分含量越高,蒸汽分压越大,相当于过热型气汽混合流体的过热度降低。与过热型气汽混合流体相比,饱和型气汽混合流体的携热量小,吸汽速率更大,热有效长度更小。

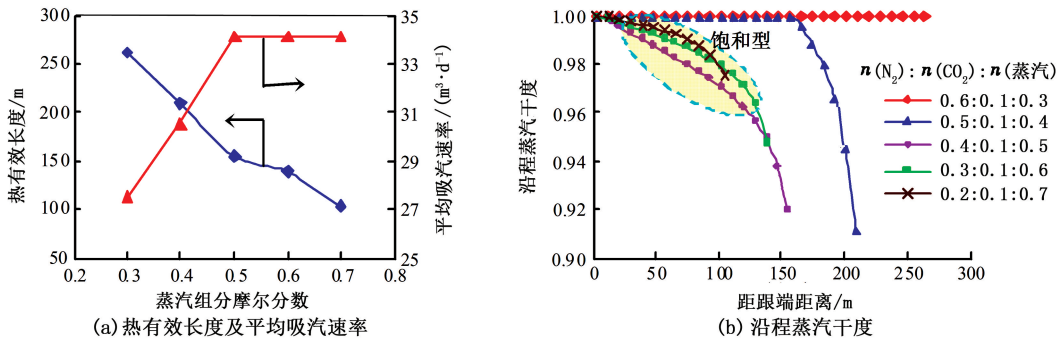


图 7 热流体组分特征的影响

Fig. 7 Influence of gas mixture components

(2) 混合流体注入压力。混合流体的注入压力对总注入量与蒸汽的热状态有影响,流体注入压力越大,单位水平段地层的吸气量越大;此外流体注入压力的增大还会导致流体内蒸汽组分分压的增大,甚至可能引起混合热流体中的蒸汽组分由过热型转变为饱和型。以井筒结构与热物性参数取值为基础,模拟不同流体注入压力下水平井注气汽混合流体的井筒流动传热特征,结果如图 8 所示。随着注入压力的增大,微元段平均吸汽速率逐渐增大,水平井热有效长度逐渐减小。当注入压力大于 8.5 MPa 时,热有效长度的减小趋势减缓,这主要是由于当注入压力大于 8.5 MPa 时,原先的过热型气汽混合流

体转变为饱和型的缘故。此外,从图 8(b) 可以看到,随着注入压力的增大,水平井沿程蒸汽组分干度也有所降低。当流体注入压力小至一定程度时,整个水平井段均可得到有效加热。

(3) 流体注入温度。与压力的影响类似,注入温度的变化也会对混合流体中蒸汽的热状态有影响,当注入温度大于该蒸汽分压条件下的蒸汽饱和蒸汽压之后,其中的蒸汽组分会转变为过热型蒸汽。之后随着温度的进一步上升,其中蒸汽组分的过热度逐渐增大,流体的热焓值大幅提高。模拟水平井注入不同温度气汽混合流体时的水平井筒流动与传热特征,结果如图 9 所示。随着注入温度的上升,微

元段平均吸汽速率逐渐减小,水平井热有效长度逐渐增大。并且当流体温度大于 230 ℃时,吸汽速率与热有效长度的变化趋势变缓,这主要是由于此时气汽混合流体中的蒸汽组分热状态发生变化,从之

前的饱和型转变为过热型。从图 9(b)还可以看出,随着注入流体温度升高,水平井筒内的蒸汽组分干度也有所升高。

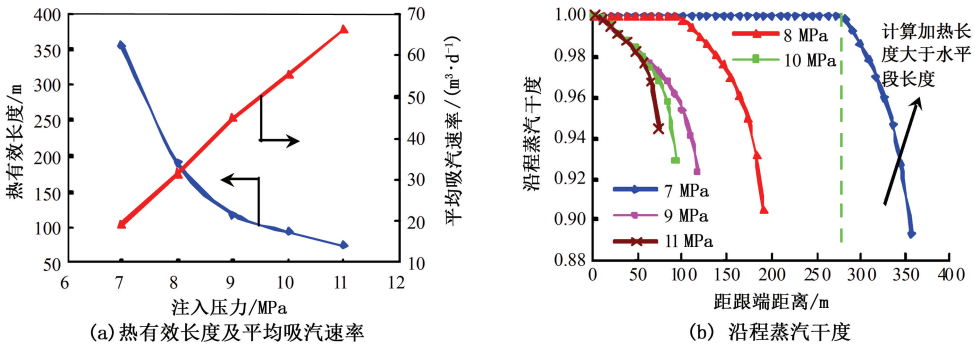


图 8 注入压力的影响

Fig. 8 Influence of gas injection pressure

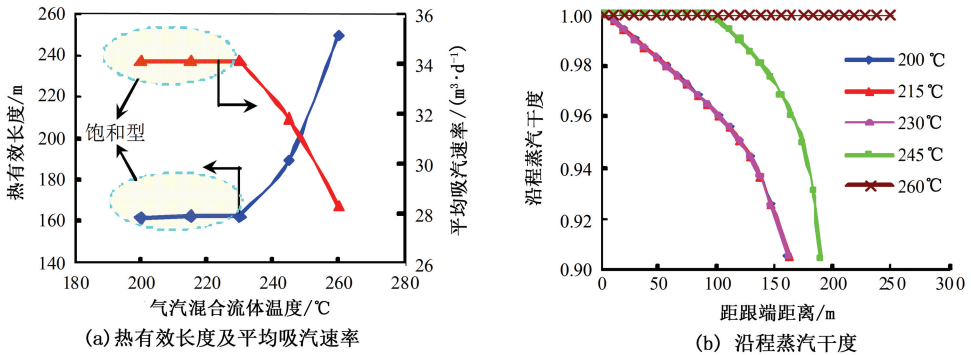


图 9 气汽混合流体注入温度的影响

Fig. 9 Influence of gas mixture temperature

(4) 注入速率。在地层吸汽能力与注入时间一定的条件下,注入速率越大,总注热量越大,水平井筒的热受效长度越长。模拟不同注入速率条件下水平井注气汽混合流体时的井筒流动与传热特征,结果如图 10 所示。由图 10 可以看出,随着注入速率

增大,水平井热受效长度逐渐增大,平均吸汽速率逐渐减小。从图 10(b)还可以看出,注入速率越大,热能补充越及时,水平井筒内部任一位置处的蒸汽组分干度也逐渐增大。

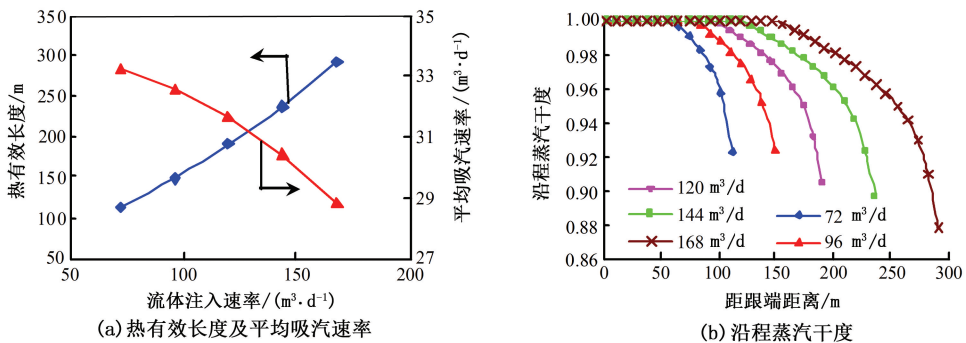


图 10 流体注入速率的影响

Fig. 10 Influence of gas mixture injection rate

3.2.5 注汽管柱模式的影响

以上模拟过程均针对跟端注汽的水平井筒进

行,分别模拟图 1 所示两种注汽模式下的水平井筒沿程变质量流动特征,结果如图 11 所示。由图 11

可以看出,不同的注汽模式具有不同的加热效果,跟端模式的水平井跟端加热效果较好,趾端模式的水平井趾端加热效果较好。此外,跟端模式下的井筒

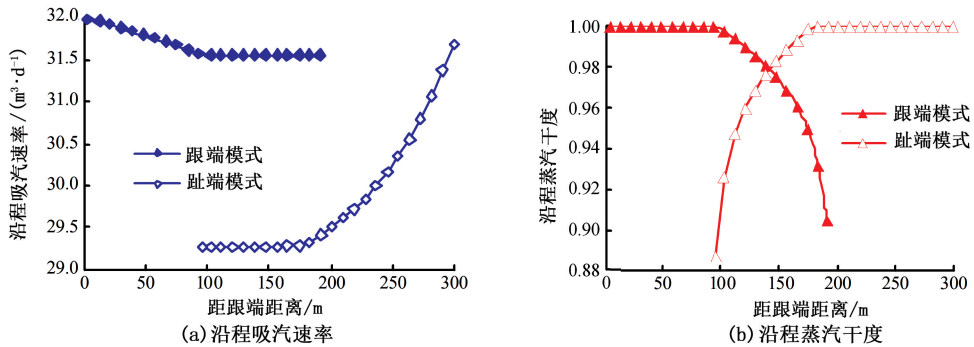


图 11 注汽模式的影响

Fig. 11 Influence of gas injection model

4 结 论

(1)与 CMG-STARs 油藏模拟器的模拟结果有所不同,本文模型的模拟结果显示,仅靠近注汽点位置处的井段加热效果较好,这与矿场实际情况较为吻合。

(2)气汽混合流体沿水平井筒的流动过程有过热段与饱和段两段,其中过热段流动过程为单一气相流动过程,饱和段为气液两相流动过程,热流体注入过程中的流动特征与各油藏物性参数和注采参数有关。与饱和蒸汽注入过程相比,非凝析气-蒸汽混注过程的水平井热有效长度更长。

(3)水平井段所采用的注汽管柱模式对热流体沿水平段的流动特征具有一定影响,跟端模式主要是井筒跟端受效,而趾端模式则是井筒趾端受效。在矿场实际生产过程中,为了获得更为均匀的井筒沿程吸汽剖面,可以在不同的轮次内周期性地改变注汽管柱的下入位置。

参考文献:

[1] 王学忠,王金铸,乔明全. 水平井-氮气及降黏剂辅助蒸汽吞吐技术:以准噶尔盆地春风油田浅薄层超稠油为例[J]. 石油勘探与开发,2013,40(1):97-102.
WANG Xuezhong, WANG Jinzhu, QIAO Mingquan. Horizontal well, nitrogen and viscosity reducer assisted steam huff and puff technology: taking super heavy oil in shallow and thin beds, Chunfeng Oilfield, Junggar Basin, NW China, as an example [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013,40(1):97-102.

[2] 林辉. 稠油油藏注蒸汽和气体复合开采技术研究[D]. 大庆:东北石油大学,2013.

微元段吸汽速率更高,蒸汽组分干度更大,但趾端模式的热有效长度更长。在该注汽参数条件下,趾端模式的水平井热有效长度较跟端模式长出约 14 m。

LIN Hui. Research on enhance heavy oil recovery by cyclic steam and gas co-stimulation[D]. Daqing:Northeast Petroleum University, 2013.

[3] 唐晓旭,马跃,孙永涛. 海上稠油多元热流体吞吐工艺研究及现场试验[J]. 中国海上油气,2011,23(3):185-188.
TANG Xiaoxu, MA Yue, SUN Yongtao. Research and field test of complex thermal fluid huff and puff technology for offshore viscous oil recovery[J]. China Offshore Oil and Gas, 2011,23(3):185-188.

[4] 刘慧卿,侯志杰,高本成,等. 高3断块烟道气蒸汽混注驱替实验研究[J]. 石油勘探与开发,2001,25(5):79-81.
LIU Huiqing, HOU Zhijie, GAO Bencheng, et al. Research on mixed flooding of flue gas with steam in cores for Block Gao-3 Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001,25(5):79-81.

[5] DONG X H, LIU H Q, PANG Z X, et al. Flow and heat transfer characteristics of multi-thermal fluid in a dual-string horizontal well [J]. Numerical Heat Transfer, Part A: Applications, 2014,66:185-204.

[6] WU J, KOETTIG T, FRANKE C, et al. Investigation of heat transfer and pressure drop of CO₂ two-phase flow in a horizontal minichannel [J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2011,54(9/10):2154-2162.

[7] DIKKEN B J. Pressure drop in horizontal wells and its effect on production performance[J]. Journal of Petroleum Technology, 1990,42(11):1426-1433.

[8] 刘想平,郭呈柱,蒋志祥,等. 油层中渗流与水平井筒内流动的耦合模型[J]. 石油学报,1999,20(3):82-86.
LIU Xiangping, GUO Chengzhu, JIANG Zhixiang, et al. The model coupling fluid flow in the reservoir with flow in the horizontal wellbore[J]. Acta Petrolei Sinica, 1999,

- 20(3):82-86.
- [9] 刘想平,张兆顺,刘翔鸮,等.水平井筒内与渗流耦合的流动压降计算模型[J].西南石油学院学报,2000,22(2):36-39.
LIU Xiangping, ZHANG Zhaoshun, LIU Xiang'e, et al. A model to calculate pressure drops of horizontal wellbore variable mass flow coupled with flow in a reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2000,22(2):36-39.
- [10] 周生田,郭希秀.射孔水平井流动与油藏渗流的耦合研究[J].石油钻探技术,2009,37(4):84-87.
ZHOU Shengtian, GUO Xixiu. Study of coupling flow in perforated horizontal well with flow in reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009,37(4):84-87.
- [11] 吴淑红,于立君,刘翔鸮,等.热采水平井变质量流与油藏渗流的耦合数值模拟[J].石油勘探与开发,2004,31(1):88-90.
WU Shuhong, YU Lijun, LIU Xiang'e, et al. Thermal recovery numerical simulation coupling flow in reservoir with various-mass-rate flow in horizontal well-bore[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004,31(1):88-90.
- [12] 吴永彬,李秀峦,孙新革,等.双水平井蒸汽辅助重力泄油注汽井筒关键参数预测模型[J].石油勘探与开发,2012,39(4):481-488.
WU Yongbin, LI Xiuluan, SUN Xinge, et al. Key parameters forecast model of injector wellbores during the dual-well SAGD process[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012,39(4):481-488.
- [13] 陈德民,周金应,李治平,等.稠油油藏水平井热采吸汽能力模型[J].西南石油大学学报,2007,29(4):102-106.
CHEN Demin, ZHOU Jinying, LI Zhiping, et al. A steam injection model for horizontal well in heavy oil reservoir with thermal recovery [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007,29(4):102-106.
- [14] WU Z, VASANTHARAJAN S, EL-MANDOUH M, et al. Inflow performance of a cyclic-steam-stimulated horizontal well under the influence of gravity drainage [J]. SPE Journal, 2011,16(3):494-502.
- [15] 袁恩熙.工程流体力学[M].北京:石油工业出版社,2006.
- [16] BEGGS H D, BRILL J P. A study of two-phase flow in inclined pipes [J]. Journal of Petroleum Technology, 1973,25(5):607-617.
- [17] 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.
- [18] SU Z, GUDMUNDSSON J S. Perforation inflow reduces frictional pressure loss in horizontal wellbores [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1998,19(3/4):223-232.
- [19] 刘慧卿.热力采油原理与设计[M].北京:石油工业出版社,2013.
- [20] 李兆敏,杨建平,林日亿.氮气辅助注蒸汽热采井筒中的流动与换热规律[J].中国石油大学学报(自然科学版),2008,32(3):84-88.
LI Zhaomin, YANG Jianping, LIN Riyi. Flow and heat exchange laws in thermal recovery wellbore by steam [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008,32(3):84-88.
- [21] 李兆敏,张丁涌,衣怀峰,等.多元热流体在井筒中的流动与传热规律[J].中国石油大学学报(自然科学版),2012,36(6):79-83.
LI Zhaomin, ZHANG Dingyong, YI Huafeng, et al. Flow and heat transfer regulation of multi-thermal fluids injection in wellbore[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012,36(6):79-83.
- [22] 童景山.流体的热物理性质[M].北京:中国石化出版社,1996.
- [23] DONG X H, LIU H Q, ZHANG Z X, et al. The flow and heat transfer characteristics of multi-thermal fluid in horizontal wellbore coupled with flow in heavy oil reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014,122:56-68.
- [24] JONES J. Why cyclic steam predictive model get no respect[J]. SPE Reservoir Engineering, 1992,7(1):67-74.

(编辑 李志芬)