

多元热流体吞吐水平井热参数和加热半径计算

黄世军¹, 谷悦², 程林松¹, 朱国金³

(1. 中国石油大学石油工程学院, 北京 102249; 2. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司, 广东广州 518067;
3. 中海油研究总院开发研究院, 北京 100027)

摘要:多元热流体吞吐已成为海上稠油的主要热采方式。为优化注入参数,对水平井井筒沿程热力参数和加热半径进行预测。考虑井筒流动与油层渗流的耦合,建立水平段井筒中多元热流体流动和换热的数学模型。计算多元热流体水平段沿程压力、干度和加热半径分布,分析气体含量、注入速度等因素的影响。结果表明:在注入过程中,水平段沿程压力和蒸汽干度逐渐下降,加热半径呈先下降后上升的“U”型变化;保持其他条件不变,适当降低非凝结气含量、增大注入流量,有助于扩大加热范围。

关键词:水平井;稠油;多元热流体吞吐;加热半径;热力参数

中图分类号:TE 357.4 **文献标志码:**A

引用格式:黄世军,谷悦,程林松,等.多元热流体吞吐水平井热参数和加热半径计算[J].中国石油大学学报:自然科学版,2015,39(4):97-102.

HUANG Shijun, GU Yue, CHENG Linsong, et al. Modeling of thermodynamic parameters and heating radius for multiple thermal fluid stimulation in horizontal wells [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(4): 97-102.

Modeling of thermodynamic parameters and heating radius for multiple thermal fluid stimulation in horizontal wells

HUANG Shijun¹, GU Yue², CHENG Linsong¹, ZHU Guojin³

(1. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
2. Shenzhen Branch of CNOOC Limited Company, Guangzhou 518067, China;
3. Development Research Department, CNOOC Research Institute, Beijing 100027, China)

Abstract: Thermal stimulation via injecting hot fluids in horizontal wells has become a main thermal recovery technique for offshore heavy oils. In order to optimize the injection parameters, it is necessary to predict the thermodynamic parameters and heating radius along horizontal wellbore. Mathematical models, considering flows in wellbore (pipe flow) and in oil reservoir (flow in porous media) were established to simulate the process of hot fluids injection and heat transfer in horizontal wells. The hot fluids used compose of water and non-condensed gases. The pressure, temperature and steam quality of the injectants along the horizontal wellbore can be calculated. The effects of injection rate and the fluid compositions on the thermodynamic parameters and heating radius along the horizontal wellbore were investigated. The simulation results show that the pressure, temperature and steam quality of the injectant will reduce gradually along the wellbore during the process of injection, while the heating radius along the horizontal well decreases initially and then increases gradually. Increasing the injection rate and reducing the gas content can increase the heating radius.

Keywords: horizontal well; heavy oil; multiple thermal fluid stimulation; heating radius; thermodynamic parameters

多元热流体是指燃油和空气混合燃烧后产生的 高温高压烟道气将水汽化形成 N₂、CO₂、水蒸气等组

分的高压混合物^[1]。由于同时具有加热和气体溶解降黏、增加地层能量和减少热损失等优点^[2-5],多元热流体吞吐的开发效果优于蒸汽吞吐。目前对于多元热流体热力参数计算仍多局限于井筒段^[6-7],考虑井筒管流与地层渗流耦合的水平段研究较少。由于多元热流体是多相多组分混合物,其流动和传热过程更为复杂,笔者建立相应的数学模型,对水平段沿程热力参数和加热半径进行预测。

1 数学模型的建立

基本假设:①油层均质,裸眼井筒到油层为一维非稳态传热,注入的热流体沿水平井径向流动;②水平段的长度为 L ,分成 N 个微元段,在同一个微元段上热流体均匀吸入油层,每个微元段的吸入量不等,与吸入能力和注入压力有关^[8];③热流体注入后热量向油层的传递、蒸汽的冷凝过程均在瞬间完成;④注入过程油层分为冷、热两区,冷区温度为原始油藏温度,热区温度为焖井后平均加热温度;⑤热区和冷区之间受压差作用而有流体相互渗流,但不考虑流体携带的热量;⑥水平井跟端热流体混合物中蒸汽干度和各组分含量不变。

1.1 多元热流体注入方程

对于上下封闭边界的无限大油藏中的一口水平注入井,考虑水平井生产段井筒中流动与油层渗流的耦合,对其方程进行修正后得到单相液体由水平井筒注入油藏的注入方程,求解过程引用文献^[9]中的方法。

$$\begin{pmatrix} \varphi_{11}-\varphi_{e1} & \varphi_{12}-\varphi_{e2} & \varphi_{13}-\varphi_{e3} & \cdots & \varphi_{1N}-\varphi_{eN} \\ \varphi_{21}-\varphi_{e1} & \varphi_{22}-\varphi_{e2} & \varphi_{23}-\varphi_{e3} & \cdots & \varphi_{2N}-\varphi_{eN} \\ \varphi_{31}-\varphi_{e1} & \varphi_{32}-\varphi_{e2} & \varphi_{33}-\varphi_{e3} & \cdots & \varphi_{3N}-\varphi_{eN} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \varphi_{N1}-\varphi_{e1} & \varphi_{N2}-\varphi_{e2} & \varphi_{N3}-\varphi_{e3} & \cdots & \varphi_{NN}-\varphi_{eN} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} q_1 \\ q_2 \\ q_3 \\ \vdots \\ q_N \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \lambda(p_{w1}-p_r) \\ \lambda(p_{w2}-p_r) \\ \lambda(p_{w3}-p_r) \\ \vdots \\ \lambda(p_{wN}-p_r) \end{pmatrix} \quad (1)$$

其中

$$\lambda = \frac{4\pi k}{\mu}$$

式中, μ 为流体的黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; k 为地层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; p_{wi} 为井筒沿程注入压力,MPa; p_r 为地层压力,MPa; φ_{ij} 为水平微元段在第 j 段所产生的结构参

数,与 i, j 段的坐标有关; q_i 为沿程多元热流体注入量, m^3/d 。

1.2 动量定理

多元热流体在井筒内的流动可近似为气液两相流,所受的力主要是微元段两端压差以及热流体与井壁之间的摩擦阻力。水平井沿程流体密度和与井壁摩擦力计算分别引用 Beggs - Brill^[10-11]和文献^[12]的计算方法,根据动量定理知:

$$\Delta p_i A = -\tau_{fi} + \rho_i V_i^2 A - \rho_{i+1} V_{i+1}^2 A \quad (2)$$

式中, Δp_i 为微元段两端压差,MPa; τ_{fi} 为热流体与井壁的摩擦力,N; ρ_i 为第 i 段入口处热流体的密度, kg/m^3 ; V_i 为第 i 段入口处热流体的体积流量, m^3/s ; A 为微元段横截面积, m^2 。

1.3 能量守恒方程

微元体在单位长度上单位时间内内能的变化和机械能的变化等于单元体向井筒传递的热量、流入地层造成的热量损失和摩擦损失^[13-15]。根据能量守恒知:

$$\frac{dQ}{dl} + \frac{dW}{dl} + I_i \bar{h}_m = -\frac{d}{dl} \left(i_s h_m + i_s \frac{v_m^2}{2} \right) \quad (3)$$

其中

$$dW = \frac{\tau_f(v_1 + v_2)}{2} dl, \quad dQ = \frac{2\pi\lambda_e d l \Delta T}{f(\tau)}$$

$$h_m = f_{N_2} h_{N_2} + f_{CO_2} h_{CO_2} + f_{H_2O} h_w + x f_{H_2O} l_v,$$

$$p_s = p \frac{\frac{x f_{H_2O}}{M_{H_2O}}}{\frac{x f_{H_2O}}{M_{H_2O}} + \frac{f_{N_2}}{M_{N_2}} + \frac{f_{CO_2}}{M_{CO_2}}}, \quad T_{st} = 210.2389 p_s^{0.21} - 30.$$

式中, dQ 为单位时间内 dl 长度上多元热流体向地层传递的热量,W; dW 为单位时间内摩擦力在 dl 长度上做的功,J/s; I_i 为单位时间内 dl 长度上热流体向地层的渗流量, kg/s ; i_s 为第 i 段井筒内热流体质量流量, kg/s ; v_m 为井筒内热流体流速, m/s ; v_1 和 v_2 分别为第 i 段入口和出口处流体流速, m/s ; λ_e 为油层热传导系数, $\text{kJ}/(\text{d} \cdot \text{m})$; ΔT 为井筒内热流体与油层温度差, $^{\circ}\text{C}$; $f(\tau)$ 为非稳态传热系数; M_{H_2O} 、 M_{N_2} 和 M_{CO_2} 分别为水、氮气和二氧化碳相对分子质量; h_m 、 h_w 、 h_{N_2} 和 h_{CO_2} 分别为多元热流体、饱和水、氮气和二氧化碳的热焓, kJ/kg ; f_{N_2} 、 f_{CO_2} 和 f_{H_2O} 分别为氮气、二氧化碳和水的质量分数; l_v 为湿蒸汽的汽化潜热, kJ/kg ; x 为蒸汽干度; p 为多元热流体压力,MPa; p_s 为湿蒸汽饱和压力,MPa; T_{st} 为饱和蒸汽温度, $^{\circ}\text{C}$ 。

1.4 质量守恒方程

水平井各微元段单位时间内多元热流体吸入量

之和等于其跟端质量流量,由质量守恒可知:

$$I = \sum_{j=1}^{N-1} I_j + I_N. \quad (4)$$

式中, I 为水平井跟端质量流量, kg/s; I_N 为第 N 段吸入量, kg/s。

1.5 加热区平均温度

不考虑焖井时间的影响,假设加热区温度从井筒至加热区前沿呈线性变化^[16],加热区前沿温度等于原始油藏温度,用加权平均方法计算加热区的平均油藏温度,

$$T_{\text{avg}}(i, \tau) = a + \frac{2}{3} br_h = \frac{2r_h T_i - 3r_w T_i + r_h T_s}{3(r_h - r_w)}, \quad (5)$$

$$\pi r_h^2 T_{\text{avg}} = \int_{r_w}^{r_h} 2\pi r dr T(r). \quad (6)$$

式中, T_{avg} 、 T_s 和 T_i 分别为微元段地层加热区平均温度、井筒中热流体温度和原始油藏温度, °C; $T(r)$ 为距离井筒 r 处的油藏温度, °C; a 和 b 为假定的线性系数; r_h 和 r_w 为微元段加热区半径和井筒半径, m。

1.6 加热半径计算

当加热范围未到达上下边界时,垂向加热剖面如图 1(a) 所示,其注入热量均用于加热油层。

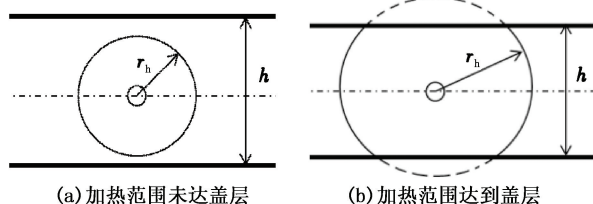


图 1 垂向加热面积

Fig. 1 Vertical heating surface

$$H_0(i, \tau) = M_R \pi r_h^2 dl (T_{\text{avg}}(i, \tau) - T_i). \quad (7)$$

当加热范围到达上下边界后,垂向加热剖面如图 1(b) 所示,其注入热量除用于加热油层外,还包括顶底盖层的散热损失。

$$S_h = \pi r_h^2 \left(2r_h^2 \arctan \frac{\sqrt{r_h^2 - h^2/4}}{h/2} - h \sqrt{r_h^2 - h^2/4} \right), \quad (8)$$

$$H_0(i, \tau) = M_R S_h dl (T_{\text{avg}}(i, \tau) - T_i) + \sum 2 \sqrt{r_h^2 - \frac{h^2}{4}} d\alpha (T_{\text{avg}}(i, \tau) - T_i). \quad (9)$$

式中, H_0 为第 τ 天微元段累积可利用热量, kJ; M_R 为油层热容量, kJ/(m³ · °C); h 为油层厚度, m; S_h 为垂向上加热面积, m²; α 为盖层热扩散系数, m²/d。

2 模型的求解

多元热流体是多相多组分混合物,其温度、压力

和干度在流动过程中不断发生变化,导致水平段热流体中各组分的质量分数随之变化。只要井底蒸汽干度大于零,即有蒸汽存在,则在整个水平段内的水蒸气是饱和的,饱和蒸汽压和饱和蒸汽温度间存在对应关系^[17]。在计算过程中将整个水平井生产段进行离散求解,各小段内的热流体物性均一,取此段平均温度、压力和干度下的物性参数。多元热流体在水平井筒中的流动可看作气液两相流,沿程流体密度可应用 Beggs-Brill 方法计算。

水平段沿程热力参数和加热半径的具体计算步骤如下:

(1) 以水平井跟端为起点,将整个水平段分为 N 段,每段长度为 dl ,以各微元段分界处为计算点(共 $N+1$ 个,其中水平段跟端为第 1 个点,多元热流体的温度、蒸汽干度和流量都为已知的常数,另给定水平井跟端最大注入压力 p_{max})。

(2) 令 $i=1$,从水平段第 i 个微元段的入口处开始,估算 dl 长度内的干度变化 Δx 和压力变化 Δp ,依次计算该段的平均注入压力、饱和蒸汽压力、平均温度、地层吸入量和多元热流体混合物的性质参数等。

(3) 利用动量定理公式(2)计算该段压降 $\Delta p'$,利用公式(3)计算蒸汽干度变化 $\Delta x'$ 。

(4) 将计算得到的压降和干度变化与初始估算值进行对比,如果 $|\Delta x - \Delta x'| \leq \varepsilon_1$ 且 $|\Delta p - \Delta p'| \leq \varepsilon_2$,则认为计算结果合理;否则,令 $\Delta p = \Delta p'$, $\Delta x = \Delta x'$,返回步骤(2)重新计算。

(5) 根据公式(5)、(6)计算第 i 段热区平均温度和加热半径。

(6) 如果第 i 段出口处流量为 0,降低跟端注入压力,返回步骤(2)重新计算。

(7) 令 $i=i+1$,重复计算步骤(2)~(5),计算每一微元段的多元热流体温度、压力、蒸汽干度和加热半径分布,直至 $i=N$ 。

(8) 计算各微元段的总吸入量,并与跟端初始流量进行比较,若误差大于允许误差,则改变跟端流量,返回步骤(1)重新计算。

(9) 令 $t=t+dt$,返回步骤(1)计算下一时刻多元热流体沿程热力参数和加热半径分布,直到注入过程结束。

3 实例分析

3.1 实例计算

对于某油藏,油藏温度为 56 °C,平均地层压力为 9.8 MPa,水平渗透率为 $4723 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,垂向渗

透率为 $4723 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 油层厚度为 10 m, 含油饱和度为 62.82%, 孔隙度为 37.6%, 油层热容量为 $2450 \text{ kJ}/(\text{m}^3 \cdot \text{C})$, 盖层热扩散系数为 $0.108 \text{ m}^2/\text{d}$, 油层导热系数为 $163.4 \text{ kJ}/(\text{d} \cdot \text{m} \cdot \text{C})$, 岩石压缩系数为 $5 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$, 原油压缩系数为 $7.05 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$, 地层水压缩系数为 $5.25 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$, 原油热膨胀系数为 $4.55 \times 10^{-4} \text{ C}^{-1}$, 地层水热膨胀系数为

$4.55 \times 10^{-4} \text{ C}^{-1}$, 水平段长 300 m, 井筒半径为 0.11 m, 多元热流体注入速度为 300 t/d, 注入时间为 10 d, 水平井跟端最大注入压力为 15 MPa, 热流体混合物中氮气质量分数为 3%, 二氧化碳质量分数为 1%, 应用该模型进行计算, 得到水平井沿程热力参数和加热半径分布, 结果如图 2 所示。

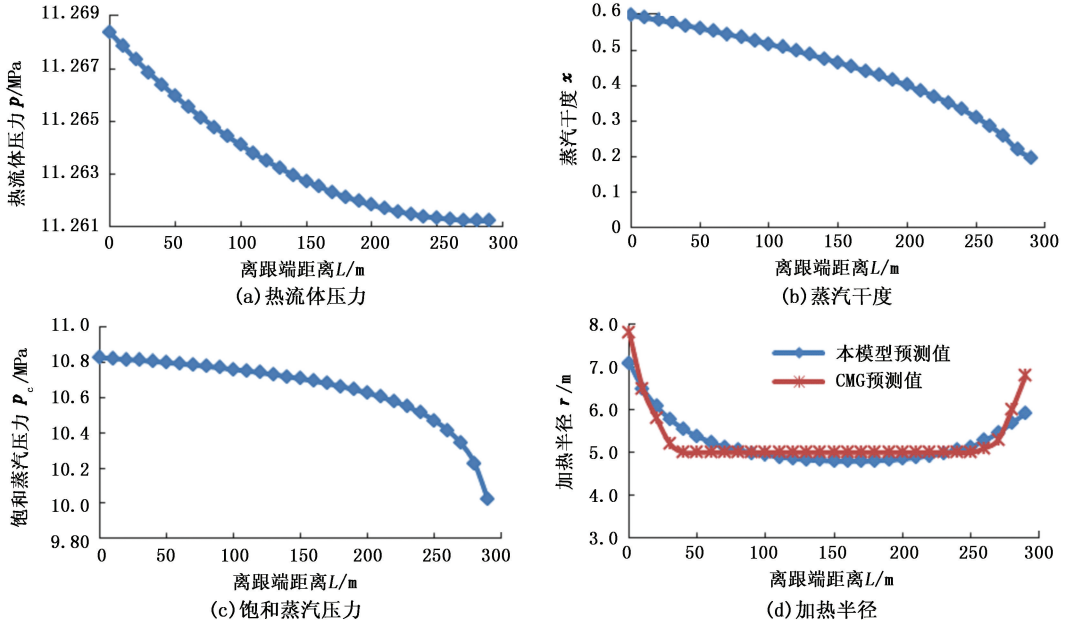


图 2 第一周期水平段热力参数及加热半径沿程分布

Fig. 2 Distribution of thermodynamic parameters and heating radius along horizontal well in the first cycle

由图 2 可知, 从水平井的跟端到趾端, 多元热流体的压力和干度逐渐降低, 但压力的降幅越来越小, 而干度的降幅越来越大。这是由于靠近水平井跟端多元热流体流量较大, 井筒摩擦造成的压力损失越大; 井筒中热流体流量越大, 单位长度内井筒热损失越小, 导致蒸汽干度下降越来越快。通过与 CMG 软件预测的加热半径进行对比(图 2(d)) 验证了本文模型的可靠性。从水平井跟端到趾端, 饱和蒸汽压力逐渐减小且幅度越来越大, 而加热半径呈先减小

后增大的变化趋势。这是由于饱和蒸汽压力等于热流体中的蒸汽分压, 与蒸汽干度有固定的函数关系, 因此饱和蒸汽压力与蒸汽干度沿水平井筒分布规律相似; 加热半径与吸入量和蒸汽干度有关, 水平段沿程吸入量呈“U”型分布, 故水平井沿程加热半径先减小后增大, 且跟端加热半径大于趾端。

3.2 注入参数影响

不同注入流量下水平段蒸汽干度和沿程加热半径分布如图 3 所示。

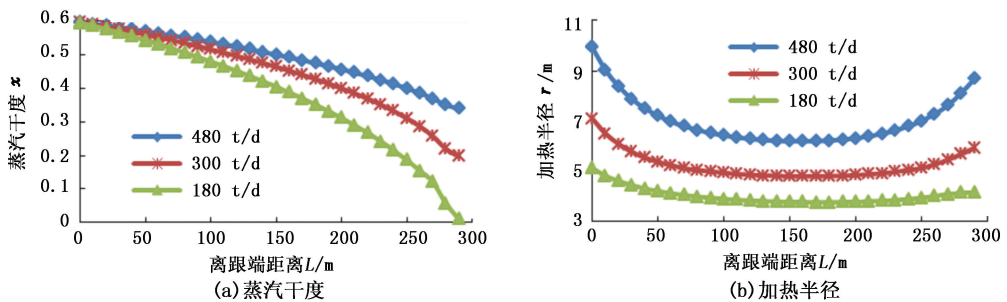


图 3 不同注入流量下水平段蒸汽干度和加热半径沿程分布

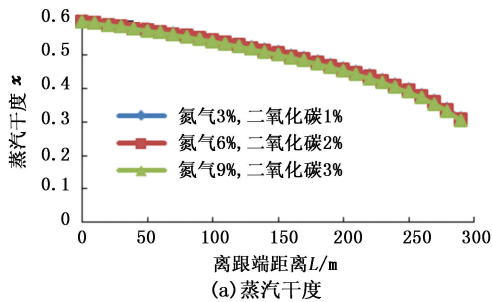
Fig. 3 Distribution of steam quality and heating radius along horizontal section for different injection rate

由图 3 可知, 水平井跟端注入流量越大, 沿程加

热半径越大, 但蒸汽干度下降越慢。其中, 当水平井

长度为300 m时,能使水平段有效注入热流体的最小注入流量为180 t/d,此时的平均加热半径为4 m。

不同非凝结气体含量下水平段蒸汽干度和沿程加热半径分布如图4所示。由图4可知,跟端注入速度一定时,非凝结气含量的变化对水平井趾端干度影



响不大。其中,多元热流体中非凝结气含量由12%降至4%时,加热半径增大0.5 m。这是由于沿程干度损失主要由热传导引起,跟端注入速度一定时,非凝结气含量越高,热流体温度越低,热量损失越小,但是蒸汽流量较小,水平井趾端干度变化不大。

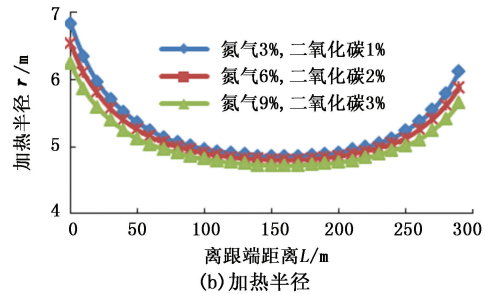


图4 不同非凝结气体含量下水平段蒸汽干度和加热半径沿程分布

Fig. 4 Distribution of steam quality and heating radius along horizontal section for different gas content

不同水平井长度下蒸汽干度沿程分布如图5所示。由图5可知,跟端注入流量一定时,水平段越大沿程热损失越大,趾端蒸汽干度越低。当跟端注入流量为300 t/d时,水平井最大设计长度应小于500 m,以避免干度消失,影响加热效果。

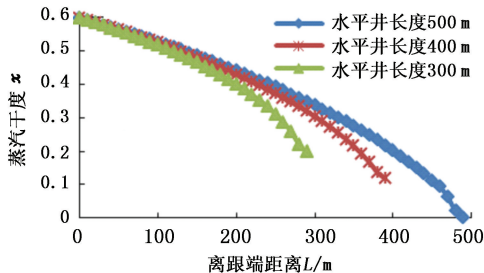


图5 不同水平井长度下蒸汽干度沿程分布

Fig. 5 Steam quality distribution along horizontal section for different horizontal well length

4 结论

(1) 考虑水平井井筒摩阻和变质量流等因素建立了多元热流体吞吐注入过程水平井沿程压力、湿蒸汽组分饱和蒸汽压力、蒸汽干度和加热半径计算模型,计算结果比较合理。

(2) 水平段沿程热流体注入压力、饱和蒸汽压力和蒸汽干度从跟端到趾端逐渐减小,热流体注入压力下降幅度越来越小,而饱和蒸汽压力和蒸汽干度下降幅度越来越大;沿程加热半径呈先减小后增大的“U”型变化,且跟端加热半径大于趾端。

(3) 随着水平井跟端注入流量的增大,沿程蒸汽干度损失逐渐减小、加热半径逐渐增大;多元热流体中非凝结气含量越大,加热半径越小,而趾端干度

变化不大。跟端注入流量一定时,沿程蒸汽干度损失随着水平井长度的增加而增大。

参考文献:

- [1] 黄颖辉,刘东,罗义科. 海上多元热流体吞吐先导试验井生产规律研究[J]. 特种油气藏,2013,20(2):84-86,155.
HUANG Yinghui, LIU Dong, LUO Yike. Research on multiple thermal fluid stimulation for offshore heavy oil production[J]. Special Oil and Gas Reservoirs,2013, 20(2):84-86,155.
- [2] 张伟,孙永涛,林涛,等. 海上稠油多元热流体吞吐增产机理室内实验研究[J]. 石油化工应用,2013,32(1):34-36.
ZHANG Wei, SUN Yongtao, LIN Tao, et al. Experimental study on mechanisms of multi-fluid thermal recovery on offshore heavy oil[J]. Petrochemical Industry Application,2013,32(1):34-36.
- [3] 李兆敏,陶磊,张凯,等. CO₂ 在超稠油中的溶解特性实验[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2008,32(5):92-96.
LI Zhaomin, TAO Lei, ZHANG Kai, et al. Experiment on CO₂ dissolubility in ultra-heavy oil [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008,32(5):92-96.
- [4] 杨胜来,李新民,郎兆新,等. 稠油注 CO₂ 的方式及其驱油效果的室内实验[J]. 石油大学学报:自然科学版,2001,25(2):62-64.
YANG Shenglai, LI Xinmin, LANG Zhaoxin, et al. Evaluation on displacement efficiency of seven schemes of CO₂ injection in heavy oil reservoir [J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Sci-

- ence), 2001, 25(2):62-64.
- [5] 林日亿,李魏,李兆敏,等. 烟气-蒸汽辅助重力泄油模拟技术[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2012, 36(5):136-140.
LIN Riyi, LI Wei, LI Zhaomin, et al. Numerical simulation technology of flue gas-steam assisted gravity drainage [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2012, 36(5):136-140.
- [6] 薛婷,檀朝东,孙永涛. 多元热流体注入井筒的热力计算[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(5):61-64.
XUE Ting, TAN Chaodong, SUN Yongtao. Thermodynamic calculation on multiple fluid in thermal recovery wellbore [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(5):61-64.
- [7] 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, 88.
LI Zhaomin, ZHANG Dingyong, YI Huaifeng, 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, 88.
- [8] 倪学锋,程林松. 水平井蒸汽吞吐热采过程中水平段加热范围计算模型[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(5):108-112.
NI Xuefeng, CHENG Linsong. Calculating models for heating area of horizontal wellbore in steam stimulation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(5):108-112.
- [9] 刘春泽,程林松,刘洋,等. 水平井蒸汽吞吐加热半径和地层参数计算模型[J]. 石油学报, 2008, 29(1):101-105.
LIU Chunze, CHENG Linsong, LIU Yang, et al. Calculating models for heating radius of cyclic steam stimulation and formation parameters in horizontal well after soaking [J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(1):101-105.
- [10] 张明禄,刘洪波,程林松,等. 稠油油藏水平井热采非等温流入动态模型[J]. 石油学报, 2004, 25(4):62-66.
ZHANG Minglu, LIU Hongbo, CHENG Linsong, et al. Non-isothermal inflow performance model for horizontal well in heavy oil reservoir with thermal recovery [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(4):62-66.
- [11] BEGGS H D, BRILL J P A. Study of two-phase flow in inclined pipes [J]. JPT, 1973, 25(5):607-617.
- [12] 杨德伟,黄善波,马冬岚,等. 注蒸汽井筒两相流动模型的选择[J]. 石油大学学报:自然科学版, 1999, 23(2):44-46.
YANG Dewei, HUANG Shanbo, MA Donglan, et al. Selection of models for two phase flow in the steam injection well [J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 1999, 23(2):44-46.
- [13] 倪学锋,程林松,李春兰,等. 注蒸汽井筒内参数计算新模型[J]. 计算物理, 2005, 22(3):251-255.
NI Xuefeng, CHENG Linsong, LI Chunlan, et al. A new model for steam properties in steam injection wells [J]. Chinese Journal of Computational Physics, 2005, 22(3):251-255.
- [14] 杨德伟,王新伟,肖淑明,等. 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.
- [15] 盖平原. 注过热蒸汽井热力计算[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2011, 35(2):147-151.
GAI Pingyuan. Thermodynamic calculation for superheated steam flow in wellbore [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2011, 35(2):147-151.
- [16] 李春兰,程林松. 稠油蒸汽吞吐加热半径动态计算方法[J]. 新疆石油地质, 1998, 19(3):63-65, 77-78.
LI Chunlan, CHENG Linsong. A method for calculating heating radius in steam stimulation of viscous oil reservoir [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1998, 19(3):63-65, 77-78.
- [17] 陈德民,周金应,李治平,等. 稠油油藏水平井热采蒸汽能力模型[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(4):102-106, 196.
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, 196.

(编辑 李志芬)