

# 地热井热损失影响因素敏感性分析

朱明<sup>1</sup>, 段友智<sup>1</sup>, 高小荣<sup>2</sup>, 岳慧<sup>1</sup>, 庞伟<sup>1</sup>, 姚志良<sup>1</sup>

1. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101
2. 中国石化集团新星石油有限责任公司, 北京 100083

**摘要** 针对地热井的保温增效问题, 根据地热井井身结构特点, 建立井筒温度计算模型, 并利用A地热井现场测试数据对模型进行验证, 应用该模型对地热井热损失影响因素进行了敏感性分析。结果表明, 通过有效洗井等措施, 将局部井段产水转化为全井段产水, 可使井口产液温度由61.2℃增加至65.7℃; 井口产液温度随着日产量的增加而增高, 但增幅逐渐减少; 改变井身结构能显著提高井口产液温度, 但需要进行系统的井身结构优化; 采用保温材料的泵管带泵下深400 m时, 井口产液温度达到70.9℃, 比常规泵管提高2.7℃。分析结果为地热井保温增效开发提供了理论依据。

**关键词** 地热井; 井身结构; 热损失; 敏感性分析

**中图分类号** TK529

**文献标志码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.22.004

## Heat preservation suggestions and heat loss analysis of geothermal well

ZHU Ming<sup>1</sup>, DUAN Youzhi<sup>1</sup>, GAO Xiaorong<sup>2</sup>, YUE Hui<sup>1</sup>, PANG Wei<sup>1</sup>, YAO Zhiliang<sup>1</sup>

1. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101, China
2. Sinopec Star Petroleum Co., Ltd., Beijing 100083, China

**Abstract** The heat preservation and its cost have become the bottleneck of the geothermal resource development. With this in view, a wellbore temperature calculation model is established based on the characteristics of the well bore configuration of the geothermal well. The model is validated through the test data of the geothermal well A, and it is used for sensitivity analysis of the heat loss factors of the geothermal wells. The results show that a geothermal well is changed from a part segment production to the full segment production through well washing and other effective measures, by which the well head temperature is increased from 61.2℃ to 65.7℃. The wellhead liquid temperature can be increased by increasing the fluid production rate, however, the increasing trend slows down as the rate increases. Also the wellhead liquid temperature is significantly affected by the well bore configuration that needs a systematic optimization. At last a 400 meter heat preservation tubing can increase the wellhead liquid temperature by 2.7℃. Based on the analysis results, the corresponding heat preservation suggestions are proposed, for the development of geothermal wells.

**Keywords** geothermal well; well bore configuration; heat loss; sensitivity analysis

2014年11月国土资源部的评价结果显示, 全国现有温泉2307个, 地热井5488个, 31个省(区、市)沉积盆地中低温地热资源量为 $3.88 \times 10^{22}$  J, 折合 $2.21 \times 10^{12}$  t标准煤; 地热资源可采量为 $4.96 \times 10^{21}$  J, 折合 $2.82 \times 10^{11}$  t标准煤; 地热流体可开采量为每年 $3.72 \times 10^{11}$  m<sup>3</sup>。全国31个省会城市浅层地温能调查评价结果显示, 其开发利用总能量折合标准煤4.67亿t。以浅层地温能开发利用效率取35%计算, 可节约标准煤1.63

亿t, 约为中国目前实际能源消耗的10%, 是目前建筑物供暖制冷消耗的1.42倍<sup>[1]</sup>。由此可见, 地热资源开发是中国绿色低碳战略的重要组成。但由于受地热开发经济界限低、地热井井身结构及开发方式粗放等制约, 地热井采出过程中沿程热损失高, 地热能得到充分利用, 单纯依靠提高产液量会造成产出水回注困难、污水处理费用高等难题。目前, 国内外对地热井的热损失影响因素研究尚未见报道, 因此亟需对

收稿日期: 2015-02-09; 修回日期: 2015-07-22

基金项目: 中国石化科技攻关项目(JP13003)

作者简介: 朱明, 博士研究生, 研究方向为完井工具研发及完井工艺技术, 电子邮箱: zhuming.sripe@sinopec.com

引用格式: 朱明, 段友智, 高小荣, 等. 地热井热损失影响因素敏感性分析[J]. 科技导报, 2015, 33(22): 32-36.

现有地热井热损失进行分析,并研究相应对策,从而经济、有效地提高产出水温度和地热井热能利用效率,减少污水产出,实现节能及环保,对于优化能源结构、加快开发应用新能源具有战略意义<sup>[2-3]</sup>。

本文结合现有地热井井身结构及开发方式,建立地热井井筒温度场计算模型,以某一具有代表性的地热井为例,进行地热井热损失影响因素敏感性分析。

## 1 井身结构及传热途径

在目前的地热资源开发过程中,采出至地面的地热水的热能由地热井井底温度、采出量、采出过程中热损失量等因素共同决定。地热井井底温度和采出量越高,其自身含有的热能越多,但在采出的过程中,由于与地层发生热传递而导致热量损失,而热损失主要与井身结构相关。

根据储层类型,现有的地热井主要采用以下两种完井井身结构,如图1所示。

1) 砂岩地热储层:一开下套管固井,二开直接下套管,仅封固一开与二开套管重叠区域的部分层段,三开悬挂筛管或滤水管取水。

2) 基岩地热储层:一开及二开下套管固井,三开裸眼段取水。

3) 泵室段在一开套管内,热水潜水泵直接在套管内吸水,并通过泵管输送至地面。

地热井采液与稠油热采井注汽均需要将井筒热损失最小化,但由图1所示典型地热井的井身结构可以看出,其不同于稠油热采井井身结构,两者传热途径亦不相同,主要表现在以下几个方面。

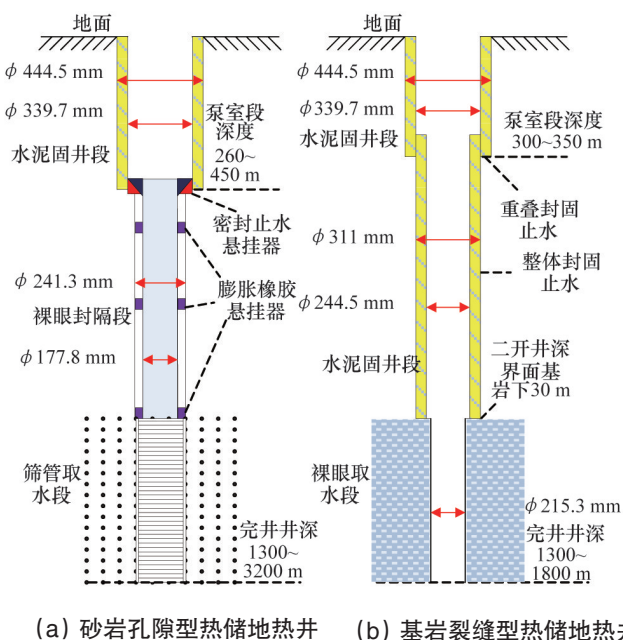


图1 地热井井身结构示意图

Fig. 1 Structure of geothermal well

1) 地热井为三开井身结构,对于砂岩储层,地热井二开套管段不进行固井作业,仅采用悬挂器及止水器进行悬挂及裸眼封隔,套管外传热介质为水。稠油热采井的井身结构通常为二开井身结构,采用套管全通径固井完井,套管外传热介质为水泥。

2) 地热井的一开段由于有较大内通径的泵室段存在,其深度通常在260~450 m,热水潜水泵直接在套管内吸水,因此一开套管内径较大,传热面积大。稠油热采井的一开段套管内径相对要小一些,传热面积相对较小。

3) 地热井不下油管,只在泵室段下入泵管,泵管的下深有限,采水过程中流体直接与套管内壁接触,其传热面积大。稠油热采井主要采用隔热油管+封隔器的完井管柱,下入到储层上部,流体直接接触的是油管内壁,其传热面积相对较小,而流速相对较大。

## 2 井筒温度计算模型

温度计算模型前人已经做了很多工作<sup>[4-13]</sup>。根据目前地热开发所采用的两种主要完井井身结构及传热途径分析,应用传热学知识与能量平衡原理,在井筒上任意取一段长为 $dl$ 的微元段建立地热井温度场计算模型。

地热井生产过程中,产液沿井筒上升时,由于向周围岩石散热,其温度逐渐降低。微元段上流体的能量守恒方程为<sup>[14]</sup>

$$WdT = k[T - (t_0 + ml)]dl \quad (1)$$

$$W = Q\rho C/4.2 \quad (2)$$

$$k = 2\pi r_i U \quad (3)$$

式中, $W$ 为地层产出液的水当量, $W/^\circ\text{C}$ ;  $k$ 为产出液与地层间的总传热系数, $W/(m \cdot ^\circ\text{C})$ ;  $T$ 为产出液的温度, $^\circ\text{C}$ ;  $t_0$ 为地表年平均温度(即恒温层温度), $^\circ\text{C}$ ;  $m$ 为地温梯度, $^\circ\text{C}/\text{m}$ ;  $l$ 为井深, $\text{m}$ ;  $Q$ 为体积流量, $\text{m}^3$ ;  $\rho$ 为流体密度, $\text{kg}/\text{m}^3$ ;  $C$ 为流体比热容, $\text{J}/(\text{kg} \cdot ^\circ\text{C})$ ;  $r_i$ 为与流体直接接触的管壁内半径, $\text{m}$ ;  $U$ 为基于单位面积的总传热系数, $W/(m^2 \cdot ^\circ\text{C})$ 。

井筒产液温度分布及井口温度计算的准确度与总传热系数的准确度紧密相关,因此总传热系数的准确性非常重要。总传热系数的确定需要根据每口井的井身结构和环境参数进行实际计算。总传热系数没有固定值,它受很多因素的影响。

从油/套管内流体到水泥环的热量传递为稳态传热,基于单位面积的稳态传热系数的计算由各项热阻累加得到,如式(5)所示。从水泥环到地层间的热量传递为非稳态传热。总传热系数 $U$ 的计算公式为<sup>[15]</sup>

$$U = \frac{k_c U_s}{k_c + r_o U_s f(t)} \quad (4)$$

$$U_s = \left[ \frac{r_o}{r_i h_f} + \dots \right]^{-1} \quad (5)$$

$$f(t) = \ln \left( \frac{2\sqrt{\alpha t}}{r_h} \right) - 0.2886 \quad (6)$$

式中,  $k_e$  为地层导热系数,  $W/(m \cdot ^\circ C)$ ;  $U_s$  为基于单位面积的稳态传热系数,  $W/(m^2 \cdot ^\circ C)$ ;  $r_o$  为与流体直接接触的管壁外半径,  $m$ ;  $f(t)$  为瞬态传热函数, 无因次;  $h_i$  为内部对流传热系数,  $W/(m^2 \cdot ^\circ C)$ ;  $\alpha$  为地层热扩散系数,  $1.03 \times 10^{-6} m^2/s$ ;  $\tau$  为加热(或冷却)作用的时间,  $s$ ;  $r_h$  为水泥环外半径,  $m$ 。

### 3 热损失影响因素分析

#### 3.1 基础案例

A井属于典型的砂岩孔隙型热储地热井, 井身结构与图1类似, 且在成井前和成井后自流情况下都测取了井筒温度, 如图2所示。因此, 参考A井设定基础参数如表1所示, 应用建立的温度计算模型, 进行开采过程热损失影响因素敏感性分析。

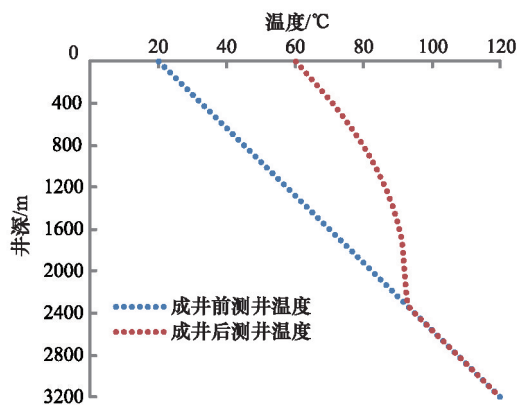


图2 A井井筒温度剖面测井

Fig. 2 Measured wellbore temperature profile for well A

表1 基础参数

Table 1 Basic parameters

参数	取值	参数	取值
水层顶深/m	2200	水层厚度/m	1000
压力系数	1.5	温度梯度/ $(^\circ C \cdot (100 m)^{-1})$	3.12
地表温度/ $^\circ C$	20	泵管下深/m	10
一开深度/m	450	一开套管外径/mm	339.7
一开套管内径/mm	313.6	水泥环外径/mm	444.5
二开深度/m	2200	二开套管外径/mm	177.8
二开套管内径/mm	159.4	止水器外径/mm	444.5
泵管外径/mm	88.9	泵管内径/mm	76
管壁粗糙度/mm	0.0254	产量/ $(m^3 \cdot d^{-1})$	2000
套管/泵管导热系数/ $(W \cdot m^{-1} \cdot ^\circ C^{-1})$	50	水泥环导热系数/ $(W \cdot m^{-1} \cdot ^\circ C^{-1})$	1.05
地层导热系数/ $(W \cdot m^{-1} \cdot ^\circ C^{-1})$	1.73	水的比热容/ $(J \cdot kg^{-1} \cdot ^\circ C^{-1})$	4200

#### 3.2 井筒温度影响因素

##### 3.2.1 局部井段生产的影响

由于地热井生产井段一般很长(如A井生产段1000 m), 由于地层出砂、钻完井时污染地层、洗井不完善等原因可能

导致只有局部井段产水。假设4种同一产量生产案例, 即顶部200 m、中部200 m、底部200 m、全部1000 m产水, 且产层均质性好, 计算在不同位置生产时井筒内流体的温度分布, 结果如图3所示。可以看出, 若全井段产水, 井筒流体温度在井底即开始偏离地温梯度线; 若局部井段生产, 则井筒流体温度在局部井段生产位置才开始偏离地温梯度线。因此, 可根据井筒流体温度开始偏离地温梯度线的位置, 判断是否局部井段生产。对比图3的预测井温数据和图2的实测井温数据可以判断, A井只有上部井段生产, 但由于地层、井身结构复杂, 没有准确测取各种热传导率, 因此无法准确判断上部生产段长度。

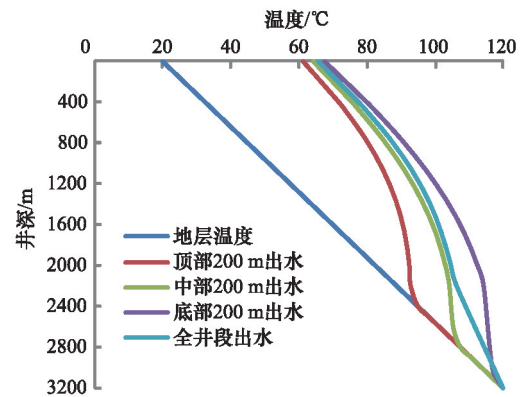


图3 不同位置生产时井筒内流体温度分布

Fig. 3 Fluid temperature distribution in the wellbore in different production zones

分析认为, 总产量一定时, 井口温度最高的是底部200 m局部生产案例, 而不是全井段生产案例, 因此厚度大的地热田, 对地热井底部完井比全井段完井能获得更高的井口温度。对于A井, 若经过有效洗井等措施, 使得只有顶部200 m段产水转化为全井段产水, 则井口温度可由61.2 $^\circ C$ 增加至65.7 $^\circ C$ 。

##### 3.2.2 日产量的影响

只有顶部200 m生产, 且日产量分别为500、1000、2000、3000、4000  $m^3/d$ 时的井筒流体温度分布如图4所示, 井口温

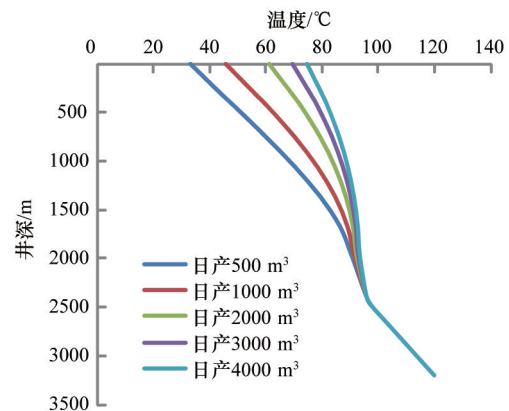


图4 日产量不同时井筒内流体温度分布

Fig. 4 Fluid temperature distribution in the wellbore for different daily productions

度分别为 33.2、45.8、61.2、69.5、74.6℃。可以看出,日产量越大,井口温度越高,但温度随产量增加的幅度越来越小,产量大于 3000 m<sup>3</sup>/d 后,井口温度变化较小。因此,在井口温度满足要求情况下可以适当控制日产量。

### 3.2.3 套管尺寸的影响

在相同产液量下,分别计算二开套管尺寸为 139.7、177.8 mm 时沿井筒的流体温度和压力分布,结果分别如图 5、图 6 所示。139.7 mm 套管生产时,井口温度为 66.6℃,压降为 24.8 MPa。177.8 mm 套管生产时,井口温度为 61.2℃,压降为 22.9 MPa。当套管尺寸由 177.8 mm 减小到 139.7 mm 时,井口温度上升了 5.4℃,而沿筒的流动压降增加了 1.9 MPa,由此可见,减小套管尺寸可以有效地提高地面产液的温度,但同时需要增加地面井口泵管的下入深度,以提供更好的井筒举升能力。

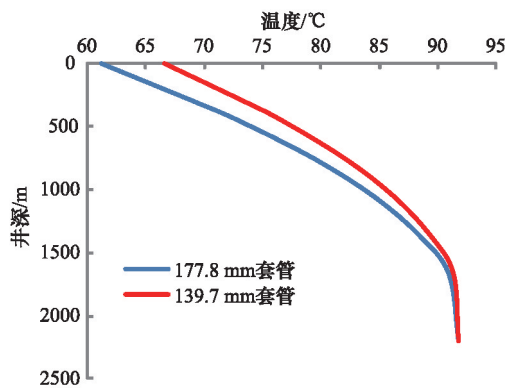


图 5 不同套管尺寸井筒内流体温度分布

Fig. 5 Fluid temperature distribution in the wellbore for different casing sizes

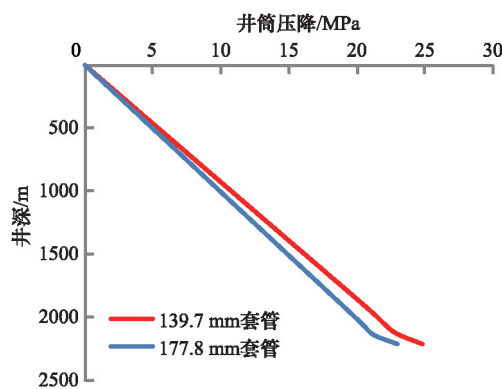


图 6 不同套管尺寸井筒内流体压力分布

Fig. 6 Fluid pressure distribution in the wellbore for different casing sizes

### 3.2.4 泵管下入深度的影响

在地热井生产时,热水经泵吸入后由泵管输送到地面,由于泵管内径远小于套管内径,热水在泵管内流动速度较在

套管中流动速度变快,且传热面积也相对变小,相比之下能减少热损失。假定自由液面深度距井口深度为 0 m,泵管带泵下入最深为 400 m,计算泵管不同下入深度条件下的井筒内流体温度分布,结果如图 7 所示。可以看出,随着泵管下入深度的增加,地层产液到达井口时的温度增加。泵管下深 50 m 时,井口产液温度为 62.7℃,泵管下深 400 m 时,井口产液温度为 68.2℃,增加了 5.5℃。

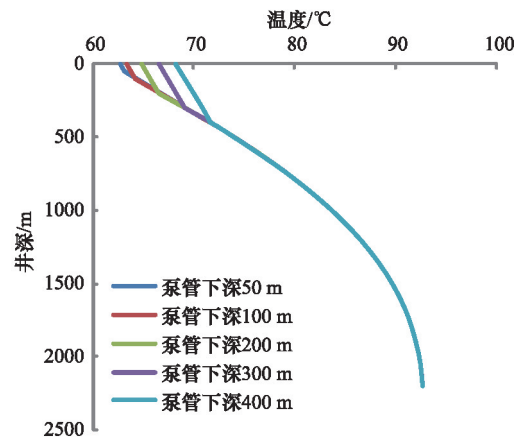


图 7 泵管不同下入深度井筒内流体温度分布

Fig. 7 Fluid temperature distribution in the wellbore for different depths of pump

### 3.2.5 保温材料的影响

常规泵管没有保温能力,若采用保温管(保温管的导热系数为 0.018 W/(m·K))进行井筒举升,可以提高泵挂以上产液的保温效果,减小热量损失,增加地面井的产液温度。假定自由液面深度距井口深度为 0 m,保温泵管带泵下入深度为 400 m,计算下入保温管的井筒内流体温度分布,结果如图 8 所示。可以看出,由于保温管具有良好的保温效果,井口产液温度达到了 70.9℃,比常规泵管增加了 2.7℃,因此,采用保温材料是一种有效的井筒隔热工艺措施。

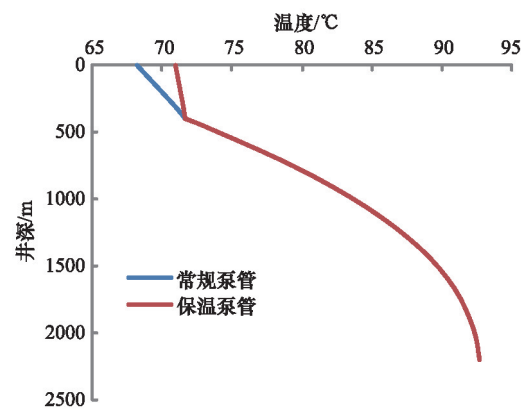


图 8 采用保温材料前后井筒内流体温度分布

Fig. 8 Fluid temperature distribution in the wellbore before and after the use of insulation materials

#### 4 结论

1) 根据现有地热井开发方式对地热井热损失进行初步分析,认为主要与井身结构相关,据此建立地热井井筒温度场计算模型,并通过现场测试数据证实了模型的可靠性。

2) 通过洗井或防砂措施维护地热井产层全井段生产,能有效地提高井口产液温度,且增加产液量,减少打新井及其生产维护等相关费用。

3) 减小二开套管尺寸能提高井口产液温度,但增大了压降损耗,需要调整泵管下入深度;井口产液温度随着泵管下入深度的增加呈增长的趋势,而泵管下入深度受一开套管深度的限制,因此需要进行系统的井身结构优化。

4) 保温材料能有效减少井筒热损失,显著提高井口产液温度,但受地热水价格的影响导致用于地热井钻完井的费用预算偏低,因此保温材料性价比不高是制约其在地热井应用的最大瓶颈。

#### 参考文献(References)

- [1] 范建勇, 马峰. 全国地热资源调查评价取得重要进展[EB/OL]. 2014-11-24[2015-02-01]. <http://www.cgs.gov.cn/xwtzgg/jrgengxin/28400.htm>.  
Fan Jianyong, Ma Fang. Survey and evaluation of the national geothermal resources has made important progress[EB/OL]. 2014-11-24[2015-02-01]. <http://www.cgs.gov.cn/xwtzgg/jrgengxin/28400.htm>.
- [2] 孔祥军, 孙振添, 袁利娟, 等. 中国地热产业发展现状及诉求分析[J]. 城市地质, 2014, 9(Z1): 14-17.  
Kong Xiangjun, Sun Zhentian, Yuan Lijuan, et al. The development status and demands analysis of China's geothermal industry[J]. Urban Geology, 2014, 9(Z1): 14-17.
- [3] 王树芳. 北京地热利用与碳减排[J]. 城市地质, 2014, 9(Z1): 22-25.  
Wang Shufang. Geothermal resources development and CO<sub>2</sub> emission reduction in Beijing[J]. Urban Geology, 2014, 9(Z1): 22-25.
- [4] Ramey H J. Wellbore heat transmission[J]. Journal of Petroleum Technology, 1962, 14(4): 427-435.
- [5] Eickmeier J R, Ersoy D, Ramey H J. Wellbore temperatures and heat losses during production or injection operations[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1970, 9(2): 115-121.
- [6] Alves Ibere, Alhanati F J S, Shoham Ovadia. A unified model for predicting flowing temperature distribution in wellbores and pipelines[J]. SPE Journal, 1992, 7(4): 363-367.
- [7] Jacques Hagoort, Assocs B V. Ramey's wellbore heat transmission revisited [J]. SPE Journal, 2004, 9(4): 465-474.
- [8] Yu Yanmin, Lin Tao, Xie Hongxing, et al. Prediction of wellbore temperature profiles during heavy oil production assisted with light oil [C]//2009 SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma, USA: SPE, 2009.
- [9] Spindler R. Analytical models for wellbore-temperature distribution[J]. SPE Journal, 2011, 16(1): 125-133.
- [10] 任瑛. 加热开采稠油工艺的探讨——井筒中的热流体循环[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 1982, 6(4): 53-65.  
Ren Ying. Thermal production of viscous oil with recycling of hot fluid in wellbore[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 1982, 6(4): 53-65.
- [11] 曲占庆, 张琪, 陈德春, 等. 空心杆掺稀油深层稠油举升设计方法研究[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2000, 24(5): 63-67.  
Qu Zhanqing, Zhang Qi, Chen Dechun, et al. Design method for lifting heavy oil by mixing light hydrocarbon in hollow rod[J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 2000, 24(5): 63-67.
- [12] 林日亿, 李兆敏, 王景瑞, 等. 塔河油田超深井井筒掺稀降粘技术研究[J]. 石油学报, 2006, 27(3): 115-119.  
Lin Riyi, Li Zhaomin, Wang Jingrui, et al. Technology of blending diluting oil in ultra-deep wellbore of Tahe oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(3): 115-119.
- [13] 柳文莉, 韩国庆, 吴晓东, 等. 稠油掺稀井掺稀参数对井口压力的影响研究[J]. 科学技术与工程, 2011, 11(10): 2181-2184.  
Liu Wenli, Han Guoqing, Wu Xiaodong, et al. Studies on impacts of diluting parameters on wellhead pressure of heavy oil production wells assisted with light oil[J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(10): 2181-2184.
- [14] 朱明, 吴晓东, 吴学林, 等. 超深稠油自喷井掺稀深度优化研究[J]. 科学技术与工程, 2011, 11(26): 6290-6293.  
Zhu Ming, Wu Xiaodong, Wu Xuelin, et al. The study of diluting depth for heavy oil in ultra-deep flowing well[J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(26): 6290-6293.
- [15] 朱明, 吴晓东, 张坤, 等. 环空掺稀降黏工艺井筒温度计算模型[J]. 石油钻采工艺, 2010, 32(6): 97-100.  
Zhu Ming, Wu Xiaodong, Zhang Kun, et al. Computational model study of temperature for blending diluting oil in annulus[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(6): 97-100.

(责任编辑 韩星明)