

蒸汽驱及化学辅助蒸汽驱提高稠油采收率实验

张淑霞¹, 刘帆², 沐宝泉¹

[1. 中国石油大学(华东)化学工程学院, 山东 青岛 266580;

2. 中国石油辽河油田公司特种油开发公司地质研究所, 辽宁 盘锦 124000]

摘要:蒸汽驱及化学辅助蒸汽驱是提高稠油油藏采收率的重要方法。为了对比两种开发方式提高稠油采收率的效果,以新疆塔河油田稠油为研究对象,采用蒸汽驱油模拟实验装置,对比评价了不同开发方式下注汽参数对提高稠油采收率的影响。实验结果表明,蒸汽驱提高稠油采收率与注汽温度正相关,对注入压力不敏感;与蒸汽驱相比,加入一定助剂正戊烷、正己烷、正庚烷,对提高稠油采收率有明显效果;同时发现,蒸汽驱稠油采收率随着注汽压力的增加而趋于降低,化学辅助蒸汽驱稠油采收率随着注汽压力的增大而有所增加。

关键词:辅助剂;蒸汽驱油;辅助蒸汽驱油;采收率;稠油

中图分类号:TE345

文献标识码:A

An experimental study on enhanced heavy oil recovery by steam flooding and chemical assisted steam flooding

Zhang Shuxia¹, Liu Fan², Mu Baoquan¹

[1. China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China;

2. Institute of Geology of Heavy Oil Company, PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin, Liaoning 124000, China]

Abstract: Steam flooding and chemical assisted steam flooding are important EOR methods for heavy oil reservoirs. In order to compare the two methods, we performed simulated steam flooding experiments on samples from Tahe heavy oil reservoirs in Xinjiang, China, to assess their EOR effects under different steam injection parameters. The results show that, during steam flooding, the oil recovery is positively correlated to injection temperature but insensitive to injection pressure, and that adding some additives, such as n-pentane, n-hexane, and n-heptane, can greatly improve the recovery. It is also noteworthy that the recovery factor of heavy oil tends to lower along with increasing injection pressure during steam flooding, while it increases to some extent along with increasing injection pressure during chemical assisted steam flooding.

Key words: additive, steam flooding, assisted steam flooding, recovery factor, heavy oil

在我国,稠油资源相对比较丰富,陆上稠油资源大约占全国石油资源总量的20%,稠油黏度高、流动性差,降低粘度是开采稠油的主要办法^[1-5]。因为稠油粘度随温度变化的敏感性决定了热采是稠油开采的主要手段。常用的稠油热采方法包括蒸汽驱、蒸汽吞吐、蒸汽辅助重力泄油、火烧油层等。其中,蒸汽驱是稠油热采中非常有效的手段,而在蒸汽驱过程中添加助剂,采收率可以进一步提高,并且降低开采成本、减少能

耗。其中,助剂既可以是表面活性剂,也可以是轻质油,也可以是二氧化碳、氮气等非凝析气体^[6-10]。

新疆塔河稠油是我国稠油的典型代表,本研究以塔河稠油为原料,通过实验室稠油蒸汽驱油装置进行模拟实验,研究注汽温度和注汽压力对稠油采收率影响,进行辅助蒸汽驱提高采收率的研究,分析不同助剂对蒸汽驱辅助效果的优劣,优选出适当的助剂。

收稿日期:2017-02-14;修订日期:2017-07-10。

第一作者简介:张淑霞(1980—),女,硕士、工程师,化学工程与工艺。E-mail:zshuxia823@163.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(41672125,41302103)。

1 实验部分

1.1 样品制备

- 1) 用筛子筛取 100 ~ 200 目石英砂,洗净烘干待用。
- 2) 在烘箱内加热一定量塔河稠油(性质见表 1)与石英砂,并趁热与石英砂按照一定比例混合,搅拌均匀,静置 24 h 待用。

1.2 蒸汽驱油模拟实验过程

蒸汽驱油实验主要实验装置见图 1,详细实验过程及步骤如下:

- 1) 将配制好的试样转入蒸汽驱油室内,将蒸汽驱油室上盖拧紧;
- 2) 设定蒸汽发生器温度、压力值,注意蒸汽发生器设定温度要高于蒸汽驱油室内温 5 ~ 10 ℃,因为热

- 流传递过程中有热量损失;
- 3) 待蒸汽发生器达到设定温度后,开启蒸汽驱油室保温电源,对蒸汽驱油室保温;
- 4) 用手摇泵打回压阀至一定压力,控制蒸汽驱油室内压力;
- 5) 打开平流泵,调试参数,开始进行驱油过程;
- 6) 当蒸汽驱油室内温度达到甚至超过设定压力时,通过手摇泵调节回压压力来控制蒸汽驱油室内压力值;
- 7) 当完成时间后,自然冷却釜体,取出储油槽。

本文中采收率定义:储油槽的驱油前后质量差与储油槽驱油前的质量比值,即 $r = [(m_1 - m_2)/m_0] \times 100\%$,其中驱油前储油槽质量记为 m_1 ,驱油后储油槽质量记为 m_2 , m_0 为初始称量稠油的质量。

2 蒸汽驱油对稠油采收率的影响

本研究以新疆塔河稠油为原料,其性质分析列于表 1。由表中数据可以看出,塔河稠油密度大,20 ℃ 密度达到 0.9 879 g/cm³,粘度高,50 ℃ 粘度为 6 872.36 mm²/s,正庚烷沥青质高,为 13.87%,金属含量高,特别是钒含量接近 300 μg/g,以上数据说明塔河稠油是典型的高密度、高粘度、高沥青质、高金属含量“四高”稠油,开采与加工难度都很大。

2.1 注汽温度对稠油采收率的影响

本研究考察注汽条件时,选择注汽压力为 2.0 MPa,平流泵注水流速为 10.0 mL/min,考察注汽温度的变化对蒸汽驱油采收率的影响,实验结果如图 2。

表 1 塔河油田稠油主要性质

Table 1 Characteristics of heavy oil in Tahe oilfield

项目	分析数据
密度(20 ℃)/(g · cm ⁻³)	0.987 9
运动粘度(50 ℃)/(mm ² · s ⁻¹)	6 872.36
残碳(康氏)/%	17.37
硫含量/%	2.67
氮含量/%	0.36
胶质含量/%	18.33
nC ₇ -沥青质含量/%	13.87
镍含量/(μg · g ⁻¹)	39.62
钒含量/(μg · g ⁻¹)	297.33

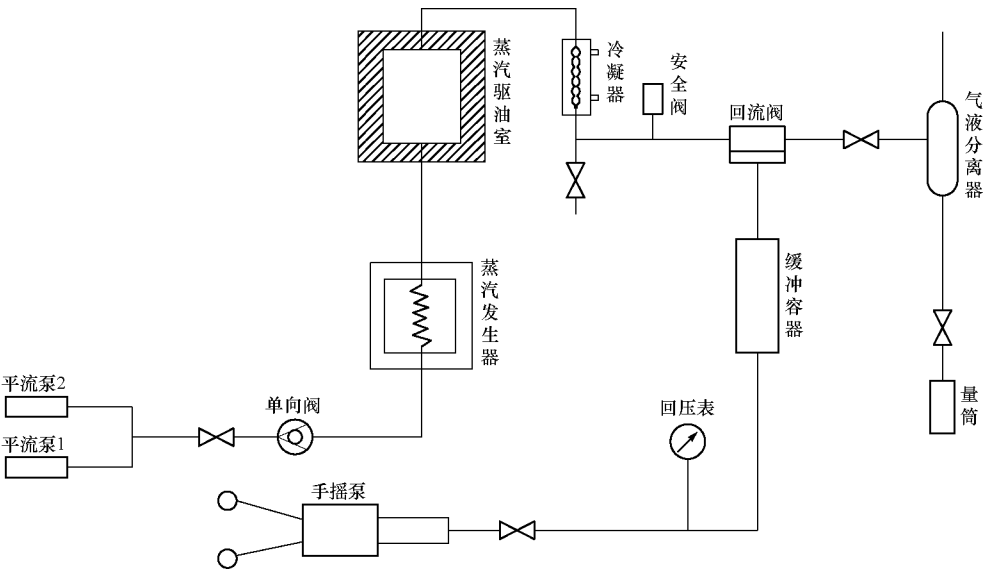


图 1 蒸汽驱油模拟实验装置流程

Fig.1 Experimental devices and process of steam flooding simulation

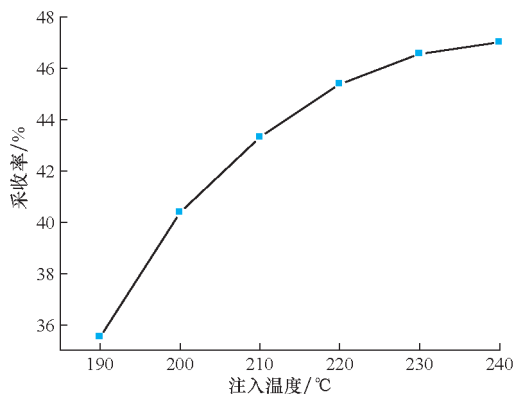


图2 采收率随注汽温度的变化

Fig. 2 Oil recovery factor vs. steam injection temperature

由图2可以看出,水蒸汽注汽压力一定,稠油采收率随着水蒸汽注汽温度的上升逐渐增加。对塔河稠油而言,当注汽压力为2.0 MPa时,注汽温度到达210~220 °C后,采收率增加趋于平缓。其中,当注汽温度达到210 °C时,稠油采收率值为43.31%,相对于注汽温度为180 °C时,采收率值增加了7.79%;当注汽温度为220 °C时,采收率值为45.39%,温度增加10 °C,采收率值仅增加了2.08%,当注汽温度为240 °C时,采收率为47.02%,较注汽温度为220 °C时增加了1.63%,较注汽温度为230 °C时增加了0.46%。

由此可见,其他条件一定时,注入蒸汽温度越高,高温蒸汽携带的热量越大,驱油室内温度上升,稠油黏度降低,流动性增强,对稠油开采越有利。

2.2 注汽压力对稠油采收率的影响

选择注汽温度为220 °C,蒸馏水注入流速为10.0 mL/min,考察注汽压力的变化对蒸汽驱油采收率的影响,实验结果如图3。

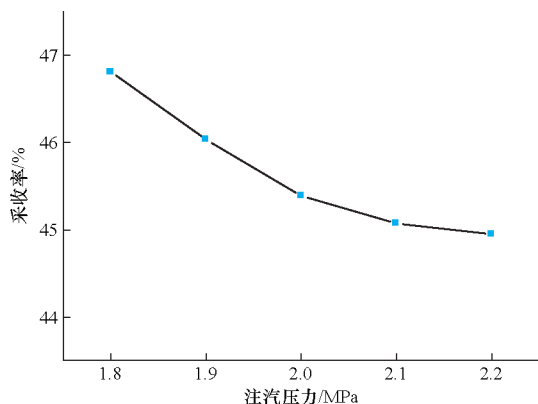


图3 采收率随注汽压力的变化

Fig. 3 Oil recovery factor vs. steam injection pressure

从图3可以看出,在蒸汽注汽温度一定后,随着注汽压力的增加,稠油采收率的数值有所降低,但是降低的幅度较小。在注汽压力为1.8 MPa时采收率的数值最大,且最大值为46.81%,随着压力增加至2.0 MPa,2.2 MPa条件下,采收率的值依次降低为45.39%,44.95%,相比较于最大值依次降低了1.42%和1.86%,变化幅度越来越小。

由此可见,其他条件一定时,虽然随着注汽压力的增大,蒸汽驱油采收率会稍有下降,但下降幅度不大,实验方式决定了增加注汽压力给稠油的热量增加有限,稠油粘度不再下降,并且随着注汽压力的增加,稠油本身轻组分更不易汽化,很难被蒸汽携带出来,导致采收率增幅很小,所以采收率变化不明显^[11-12]。

3 溶剂辅助蒸汽驱对稠油采收率的影响

在蒸汽驱对稠油采收率影响研究的基础上,进行了溶剂辅助蒸汽驱对稠油采收率的研究,比较不同溶剂间的辅助驱油效果,并研究不同注汽温度、注汽压力对稠油采收率的影响。

3.1 不同助剂的注入比对稠油采收率的影响

选取正戊烷、正己烷、正庚烷3种助剂,设定注汽温度为220 °C,注汽压力2.0 MPa,水蒸汽流速为10 mL/min,分别测定当助剂流速在0.5,1.0,1.5,2.0,2.5,3.0,4.0 mL/min时驱油效率,确定各自的最优注入比例,实验结果如图所示(图4)。

可以看出,在确定注汽温度、注汽压力下,与蒸汽驱相比,添加3种助剂,都能提高稠油采收率,且稠油采收率随助剂比例增加先增加而后降低,即存在一个最优比例,当加入助剂的量超过最优比后,稠油采收率的值反而降低。其中,正戊烷的最佳注入比为0.25,正己烷最佳注入比为0.20,正庚烷的最佳注入比为0.15。不同助剂,最佳注入比有差异性,这是由于当加入少量助剂时,助剂能够起到稀释作用,降低稠油黏度,同时也能够降低稠油与水的界面张力,增加稠油的流动性,采收率增加;当助剂超过一定比例后,助剂的加入能够破坏稠油胶体体系的稳定性,引起沥青质的沉淀,使稠油流动性降低,阻碍其流动,进而引起采收率的降低^[13-15]。

3.2 注汽压力对稠油采收率的影响

在注汽温度为220 °C,正戊烷、正己烷、正庚烷和水的最佳注入比分别为0.25,0.20,0.15条件下,考察

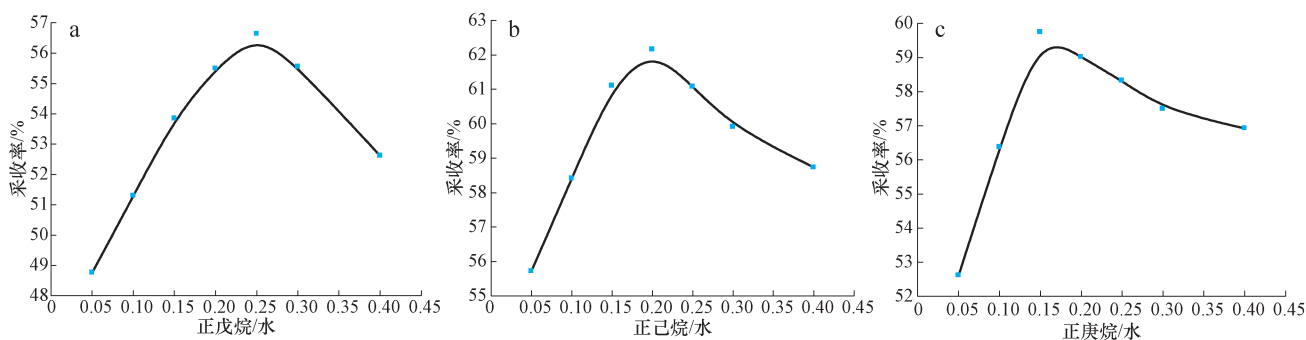


图4 采收率随助剂比例的变化

Fig. 4 Oil recovery factor vs. different kinds of additives

a. 正戊烷; b. 正己烷; c. 正庚烷

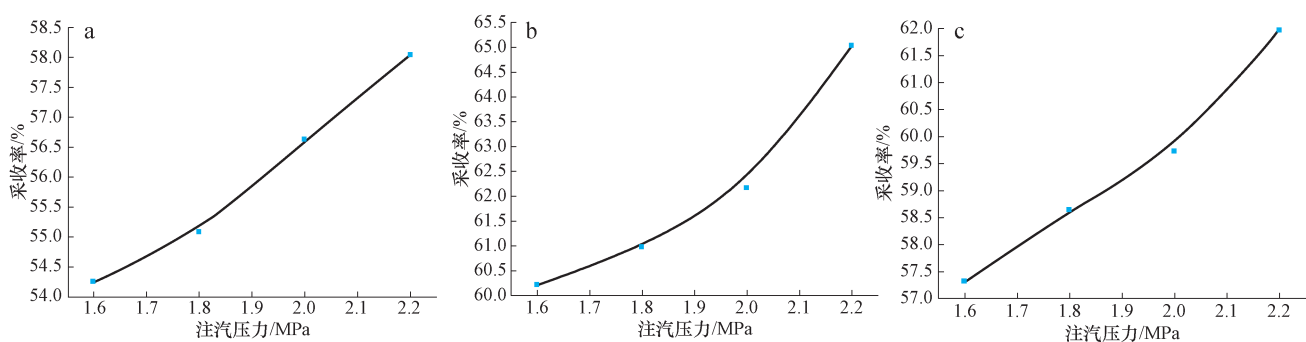


图5 注汽温度一定,助剂/水注入比例不同时,采收率随注汽压力的变化

Fig. 5 Oil recovery factor vs. steam injection pressure under a constant temperature and different ratios of additive/water

a. 正戊烷/水,注入比 0.25,注汽温度为 220 °C; b. 正己烷/水,注入比 0.20,注汽温度为 220 °C; c. 正庚烷/水,注入比 0.15,注汽温度为 220 °C

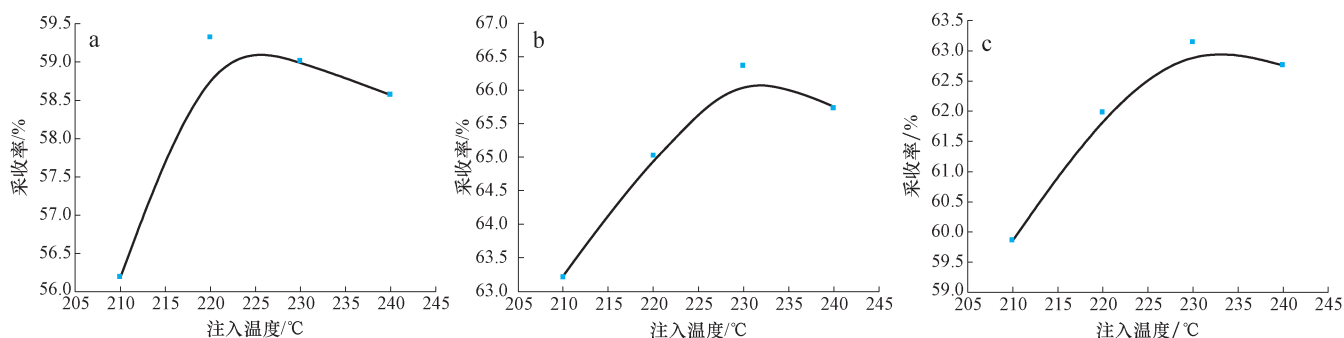


图6 注汽压力一定,助剂/水注入比不同时,采收率随注汽温度的变化

Fig. 6 Oil recovery factor vs. steam injection temperature under a constant pressure and different ratios of additive/water

a. 正戊烷/水,注入比 0.25,注汽压力 2.2 MPa; b. 正己烷/水,注入比 0.20,注汽压力 2.2 MPa; c. 正庚烷/水,注入比 0.15,注汽压力 2.2 MPa

注汽压力对稠油采收率的影响,实验结果如图5所示。

可以看出,稠油采收率随注汽压力的增加而增加,这与单纯的水蒸汽驱采收率随注汽压力变化相反。这种变化原因有两方面:①当蒸汽中添加了助剂后,助剂能够稀释稠油,进一步降低稠油黏度,增强稠油流动性,提高采收率;同时,驱油室内助剂通过淋洗在稠油表面,能够降低稠油与水的界面张力,增加稠油的流动性,采收率上升;②驱油室内助剂的加入与蒸汽驱相比

相态发生较大变化,使助剂-水组成的气相析出水时出现最低恒沸点,压力增加,最低恒沸点上升,稠油黏度降低,采收率上升。

虽然压力的增加能够抑制稠油轻组分的汽化,但该作用相对较弱,以上两方面原因在该体系中起主要作用,因此采收率上升。

3.3 注汽温度对稠油采收率的影响

设定注入蒸汽的注汽压力 2.2 MPa,正戊烷、正己

烷、正庚烷和水的最佳注入比分别为 0.25, 0.20, 0.15 条件下, 考察注汽温度的变化对稠油采收率的影响, 实验结果如图 6 所示。

可以看出, 在注入比、注汽压力不变时, 稠油采收率随着注汽温度的升高而逐步增加, 之后在该压力下, 采收率增加幅度变小, 最后趋于平缓。

4 结论

1) 对蒸汽驱而言, 其他条件一定时, 注汽温度越高, 对稠油开采越有利; 而稠油采收率对注汽压力并不敏感。

2) 与蒸汽驱相比, 加入一定助剂正戊烷、正己烷、正庚烷, 对提高稠油采收率均有明显效果。同等条件下, 助剂效果由高到低依次为正己烷 > 正庚烷 > 正戊烷。

3) 相同条件下, 不同助剂最佳注入比例不同, 对塔河稠油而言, 正戊烷、正己烷、正庚烷对应的最佳注入比分别为 0.25, 0.20, 0.15。

4) 蒸汽驱油过程稠油采收率值随着注汽压力的增加而略微降低; 而化学辅助蒸汽驱稠油采收率随着注汽压力的增加而增加, 这两者的变化规律不同。

参 考 文 献

- [1] 沈平平. 热力采油提高采收率技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006.
Shen Pingping. Enhanced oil recovery by thermal recovery[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.
- [2] 计秉玉. 国内外油田提高采收率技术进展与展望[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(1): 111–117.
Ji Bingyu. Progress and prospects of enhanced oil recovery technologies at home and abroad[J]. Oil & Gas geology, 2012, 33(1): 111–117.
- [3] 计秉玉, 王友启, 聂俊, 等. 中国石化提高采收率技术研究进展与应用[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(4): 572–576.
Ji Bingyu, Wang Yoyqi, Nie Jun, et al. Research progress and application of EOR techniques in SINOPEC[J]. Oil & Gas geology, 2016, 37(4): 572–576.
- [4] 李阳. 塔河油田碳酸盐岩峰洞型油藏开发理论及方法[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 115–121.
Li Yang. The theory and method for development of carbonate fractured-cavity reservoirs in Tahe oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 115–121.
- [5] Butler R M, Mokrys I J. Recovery of heavy oils using vaporized hydrocarbon solvents; further development of the vapex process[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2012, 32(6).
- [6] Lu D. Effect of vapour-liquid phase behaviour of steam-light hydrocarbon systems on assisted gravity drainage process for bitumen recovery[J]. Fuel, 2012, 95(1): 159–168.
- [7] 孙建芳. 稠油油藏表面活性剂辅助蒸汽驱适应性评价研究[J]. 油田化学, 2012, 29(1): 60–64.
Sun Jianfang. Adaptability evaluation of surfactant assisted steam flooding for heavy oil reservoir[J]. Oilfield Chemistry, 2012, 29(1): 60–64.
- [8] 王步娥, 郑惠光. 改善稠油渗流变性的试验[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(3): 370–373.
Wang Bue, Zheng Huiguang. Experimental study of improving rheological characteristics of heavy oil's percolation flow[J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(3): 370–373.
- [9] 王大为, 周耐强, 牟凯. 稠油热采技术现状及发展趋势[J]. 西部探矿工程, 2008, 20(12): 129–131.
Wang Dawei, Zhou Naiqiang, Mou Kai. Present situation and development trend of heavy oil thermal recovery technology[J]. West-China Exploration Engineering, 2008, 20(12): 129–131.
- [10] 孙建芳, 刘东, 李丽, 等. 孤岛油田驱油剂辅助蒸汽驱对稠油性质的影响[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(3): 55–57.
Sun Jianfang, Liu Dong, Li Li et al. Study on interaction of displacement agent assisted steam flooding for Gudao viscous crude oil. PGRE, 2014, 21(3): 55–57.
- [11] 王顺华. 稠油油藏氮气泡沫辅助蒸汽驱油效率实验及参数优化[J]. 油气地质与采收率, 2013, 20(3): 83–85.
Wang Shunhua. Oil sweeping efficiency experiment and parameter optimization of nitrogen foam-assisted steam flooding in heavy oil reservoir. PGRE, 2013, 20(3): 83–85.
- [12] 檀德库. 用于蒸汽驱油藏的高温产 CO₂ 气复合驱油剂[J]. 油田化学, 2008, 25(3): 272–275.
Tan Deku. High Temperature Gaseous CO₂ Producing Combinational Flooding Fluid for Use in Steam Driving Oil Reservoirs[J]. Oilfield Chemistry, 2008, 25(3): 272–275.
- [13] 唐亮. 稠油油藏化学复合蒸汽驱技术室内研究[J]. 油田化学, 2014, 31(1): 65–68.
Tang Liang. Laboratory study of chemical combination steam flooding for heavy oil reservoir[J]. Oilfield Chemistry, 2014, 31(1): 65–68.
- [14] 孙建芳. 稠油油藏表面活性剂辅助蒸汽驱适应性评价研究[J]. 油田化学, 2012, 29(1): 60–64.
Sun Jianfang. Adaptability evaluation of surfactant assisted steam flooding for heavy oil reservoir[J]. Oilfield Chemistry, 2012, 29(1): 60–64.
- [15] 刘伟, 陈祖华. 苏北复杂断块小型油藏 CO₂ 驱油先导性试验研究[J]. 石油天然气学报, 2008, 30(2): 147–149.
Liu Wei, Chen Zhuhua. Pilot test on CO₂ flooding in complex and-fault block small reservoirs of North Jiangsu Oilfield[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2008, 30(2): 147–149.

(编辑 董立)