

泡沫辅助蒸汽驱矿场试验及效果

赵燕¹, 吴光焕², 孙业恒²

(1. 中国石油大学胜利学院 油气工程学院, 山东 东营 257000;
2. 中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院, 山东 东营 257015)

摘要: 蒸汽驱易发生汽窜, 且蒸汽波及效率低, 开发效果不理想, 为探索稠油油藏提高采收率的新途径, 在胜利油区孤岛中二北Ng5稠油单元开展泡沫辅助蒸汽驱矿场试验。针对蒸汽驱高温特点, 研发适用于蒸汽驱的耐高温泡沫剂DHF-1, 该泡沫剂具有良好的耐温和封堵性能, 300℃以下阻力因子始终大于20; 室内驱替实验结果表明, 泡沫辅助蒸汽驱可有效改善蒸汽波及状况, 提高驱油效率。2010年10月开始泡沫辅助蒸汽驱矿场试验, 注汽井注汽压力平均上升1.6 MPa, 油井全部见效, 示踪剂监测平面驱替更均衡, 密闭取心井岩心分析平均驱油效率达62.4%, 说明泡沫辅助蒸汽驱可提高蒸汽前缘的稳定性, 抑制蒸汽突进, 明显改善开发效果; 截至2016年6月, 试验区已累积产油 23.6×10^4 t, 采出程度为52.1%, 较蒸汽吞吐已提高采收率16.8%。

关键词: 稠油 泡沫 蒸汽驱 矿场试验 提高采收率 孤岛中二北

中图分类号: TE357.4

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2017)05-0106-05

Field test and effect analysis of foam-assisted steam flooding

Zhao Yan¹, Wu Guanghuan², Sun Yeheng²

(1. College of Petroleum Engineering, Shengli College, China University of Petroleum, Dongying City, Shandong Province, 257000, China; 2. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: Effect of steam flooding is not good for easy steam channeling and low steam sweep efficiency. In order to seek out a new way to enhance recovery factor in heavy oil reservoirs, a field test of foam-assisted steam flooding was made in Zhongerbei Ng5 Block of Gudao, Shengli Oilfield. According to the high temperature of steam flooding, a new type of foaming agent DHF-1 was developed. The agent has good performance of temperature resistance and plugging, and resistance factor under 300℃ is more than 20. Laboratory experiment result of oil displacement shows that foam-assisted steam flooding can improve sweep volume and oil displacement efficiency. Field experiment of the foam-assisted steam flooding was made in October, 2010. The injecting pressure of the steam injection well rose by 1.6 MPa averagely. All oil wells achieved good results. The application result of tracer show that the flooding sweeping is more homogenous, and the average oil displacement efficiency rose to 62.4% based on the data of sealed coring wells. It shows that the foam-assisted steam flooding can improve the stability of steam front, control steam breakthrough and improve development effect obviously. By the end of June, 2016, the cumulative oil production has been 23.6×10^4 t and the recovery degree is 52.1% in the pilot area, and the recovery efficiency has been improved by 16.8% compared with steam huff and puff.

Key words: heavy oil; foam; steam flooding; field test; EOR; Zhongerbei Block of Gudao

蒸汽驱是稠油油藏吞吐后进一步提高采收率必要的接替方式^[1-3], 但由于储层非均质性和油水流动力能力的差异, 蒸汽突进现象严重, 导致蒸汽波及

效率不高, 原油产量快速下降。为了改善开发效果, 中外学者进行了广泛研究, 主要是应用温敏凝胶、无机颗粒和热固性等堵剂封堵汽窜通道^[4-11]。

收稿日期: 2017-05-12。

作者简介: 赵燕(1983—), 女, 山东泰安人, 讲师, 硕士, 从事油藏工程教学与科研工作。联系电话: 15165467902, E-mail: lwnd@163.com。基金项目: 中国石化科技攻关项目“化学蒸汽驱技术研究与应用”(P15056)。

泡沫辅助蒸汽驱是在蒸汽驱的同时向地层内注入非凝析气体和耐高温泡沫剂,利用在地层内产生的泡沫,对蒸汽驱热前缘进行动态调剖,使蒸汽和热水均匀推进,有效地预防和控制蒸汽窜流,提高蒸汽波及效率和热利用率,改善蒸汽驱开发效果^[12-13]。应用研发的耐高温泡沫剂,在胜利油区孤岛中二北Ng5稠油单元开展泡沫辅助蒸汽驱矿场试验,获得了显著的应用效果,这为提高胜利油区稠油油藏采收率提供了一种新方法。

1 泡沫辅助蒸汽驱机理

泡沫辅助蒸汽驱的主要机理是利用泡沫堵大不堵小、堵水不堵油的特性,选择性封堵高含水率和高渗透条带,提高蒸汽驱前缘的稳定性,有效防止蒸汽突进,以达到大幅度提高蒸汽波及效率和热利用率的目的^[14-17]。泡沫随驱替液优先进入流动阻力较小的高渗透大孔道,产生贾敏效应,增大了流动阻力,迫使更多的驱替液进入低渗透小孔道,从而驱替低渗透小孔道中的原油,扩大蒸汽波及体积。泡沫具有遇油消泡、遇水稳定的特性。随着油相的加入,泡沫剂在油水界面被吸附,造成气液界面上泡沫剂的损耗,导致泡沫稳定性下降;同时油相进入气液界面并铺展或桥连,也容易导致泡沫破灭。在含油饱和度较高区域,泡沫破灭;在含油饱和度较低区域,泡沫稳定,堵塞孔喉,封堵压差急剧上升,迫使驱替液更多进入含油饱和度较高区域。

2 耐高温泡沫剂性能评价

胜利油区蒸汽驱温度高于300℃,而常规泡沫剂在高温下易分解失效难以发泡,无法满足现场应用的需要,因此研发了耐高温高效泡沫剂DHF-1,其为苯环上带有直链结构的磺酸盐。

2.1 耐高温性能

将质量分数为0.5%的DHF-1泡沫剂溶液放入可密封的不锈钢容器中,分别在25、150、250、300和330℃下老化72h,在室温下测定起泡体积和半衰期。测定结果(图1)表明:当温度小于150℃时,随着温度的升高,DHF-1泡沫剂溶液起泡体积和半衰期基本保持不变;当温度大于150℃后,随着温度的升高,DHF-1泡沫剂溶液起泡体积和半衰期均呈降低趋势,半衰期的降幅更大;但当温度为300℃时,起泡体积仍达300mL,半衰期为90min,说明DHF-1泡沫剂具有较好的耐高温性能。

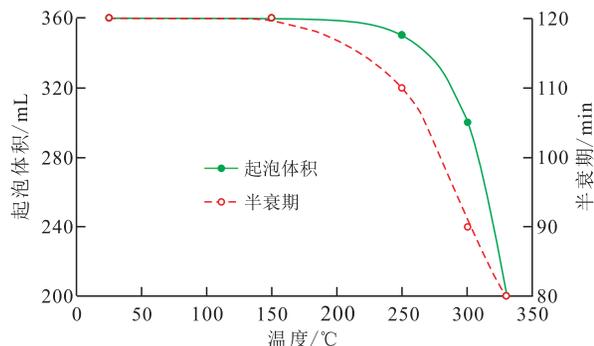


图1 温度对DHF-1泡沫剂溶液起泡体积和半衰期的影响

Fig.1 Influence of temperature on foam solution DHF-1 volume and half life

2.2 封堵性能

利用天然河道砂制作长度为30cm、内径为2.5cm、渗透率为3.28mD的模型,在不同温度下建立残余油状态,测定模型两端的基础压差;再注入质量分数为0.5%的泡沫剂溶液,待出口端产生的泡沫稳定后,测定模型两端的压差,注入泡沫剂溶液后的压差与基础压差的比值为泡沫的阻力因子。由图2可以看出,DHF-1泡沫剂在175℃时阻力因子最高,为335,随着温度的进一步升高,阻力因子下降,但当温度大于250℃后,阻力因子增大但增幅较缓,300℃以下阻力因子始终大于20,说明DHF-1泡沫剂在高温条件下具有良好的封堵性能。

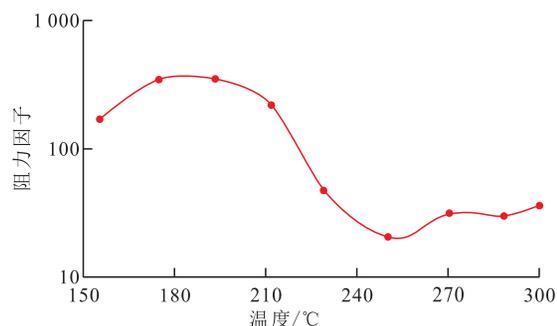


图2 残余油条件下DHF-1泡沫剂溶液阻力因子与温度的关系

Fig.2 Variation of resistance factor of foam solution DHF-1 with temperature under the condition of residual oil

2.3 驱油性能

在实验压力为7MPa、注入蒸汽干度为40%、气液比为1:1、泡沫剂质量分数为0.5%、含水率约为90%时转驱的条件下,采用渗透率分别为5200和1400mD的双管岩心模型,开展蒸汽驱和泡沫辅助蒸汽驱的驱油实验。实验结果(图3)表明,蒸汽驱双管平均驱油效率为61.2%,泡沫辅助蒸汽驱双管平均驱油效率为69.7%,后者比前者驱油效率提高了8.5%。对比高、低渗透管驱油效率发现,低渗透管驱油效率提高幅度更明显,表明泡沫起到了封堵

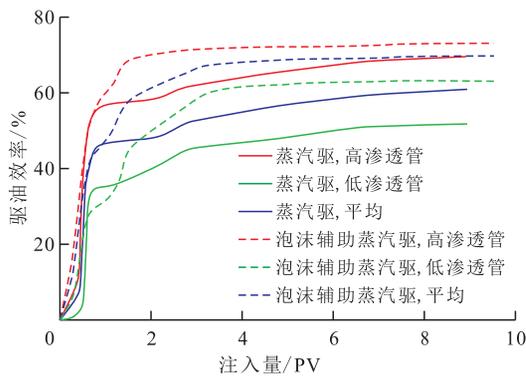


图3 蒸汽驱和泡沫辅助蒸汽驱驱油效率

Fig.3 Comparison of oil displacement efficiency with steam flooding and foam-assisted steam flooding

高渗透管、改善蒸汽波及状况的作用。

3 矿场试验效果

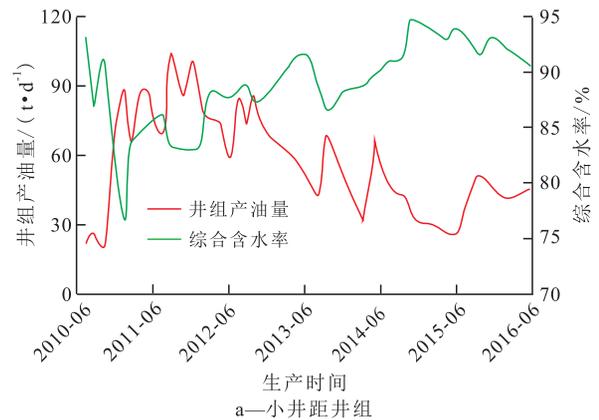
3.1 试验区概况

试验区位于胜利油区孤岛中二北Ng5稠油单元主体部位,反九点法井网,部署4个141 m×200 m的大井距井组和4个100 m×141 m的小井距井组,含油面积为0.51 km²,石油地质储量为122×10⁴ t。试验区目的层埋深为1 286~1 316 m,地层平缓,北部具有一定边水,有效厚度为10.2 m,孔隙度为31%,平均空气渗透率为2 300 mD,地层原油粘度为546.3 mPa·s,为河流相沉积的高孔、高渗透疏松砂岩亲水油藏。试验区于1992年10月投入蒸汽吞吐开发,2008年底单井吞吐3~5个周期,综合含水率为90.3%,地层压力为7~8 MPa,采出程度为28.7%,应用驱替特征曲线法及数值模拟法计算的大、小井距井组蒸汽吞吐采收率分别为35.2%和35.5%。为开展泡沫辅助蒸汽驱矿场试验,2009年新钻井完善井网,2010年10月小井距井组转泡沫辅助蒸汽驱,采出程度为31.4%,2011年3月大井距井组转泡沫辅助蒸汽驱,采出程度为33.5%。

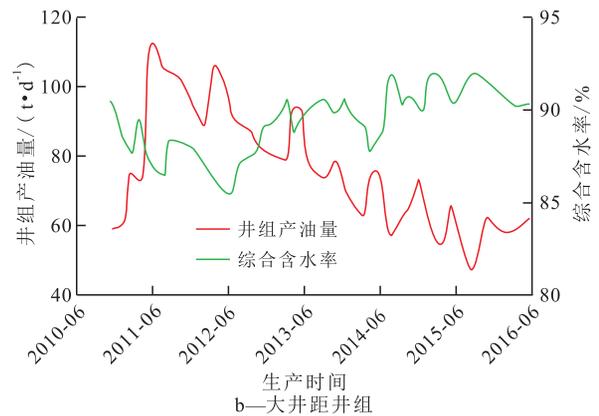
3.2 试验效果

分析试验区在泡沫辅助蒸汽驱阶段的生产动态曲线(图4)可知,4个小井距井组共有生产井17口,井组产油量由试验前22 t/d最高升至104 t/d,综合含水率由93.1%最低降至76.7%;4个大井距井组共有生产井21口,井组产油量由试验前58 t/d最高升至113 t/d,综合含水率由90.3%最低降至85.5%。

截至2016年6月,试验区8个井组产油量为108 t/d,综合含水率为90.4%,阶段累积产油量为23.6×10⁴ t,采出程度为52.1%,较蒸汽吞吐已提高采收率16.8%。其中4个小井距井组阶段累积产油量



a—小井距井组



b—大井距井组

图4 试验区大、小井距井组生产曲线

Fig.4 Production curve of well group with large and small well spacing in the pilot area

为10.3×10⁴ t,阶段油气比为0.16 t/t,采出程度为55.8%,较蒸汽吞吐已提高采收率20.3%,特别是北部2个小井距井组试验阶段累积产油量为5.5×10⁴ t,采出程度达61.5%;4个大井距井组试验阶段累积产油量为13.3×10⁴ t,阶段油气比为0.16 t/t,采出程度为50.0%,较蒸汽吞吐已提高采收率14.8%。

3.3 动态特征

注汽压力上升 试验区转蒸汽驱后,注入与采出逐渐达到平衡,大、小井距井组注汽压力分别稳定在9.3和8.5 MPa左右,实施泡沫辅助蒸汽驱后各注汽井注汽压力普遍上升,单井注汽压力上升0.3~2.8 MPa,平均上升1.6 MPa,其中小井距井组注汽井26N533井注汽压力由8.7 MPa最高上升到11.5 MPa,表明泡沫辅助蒸汽驱在地层中形成大量泡沫,具有较强的调堵优势通道的能力。

油井全面受效 截至2016年6月,试验区37口油井(1口交叉井)全部见效,见效率达100%,27口油井单井产油量增幅超过4 t/d,23口油井在试验阶段单井累积产油量超过6 000 t,大井距井组中部和小井距井组北部油井见效明显,其中大井距井组中心井23XJ535见效最显著,产液量由试验前的6.5 t/d最高升至58 t/d,产油量由试验前的0.3 t/d最高升

至9.7 t/d,且稳定时间近5 a(图5),阶段累积产油量为12 021 t,平均产油量为6.5 t/d。

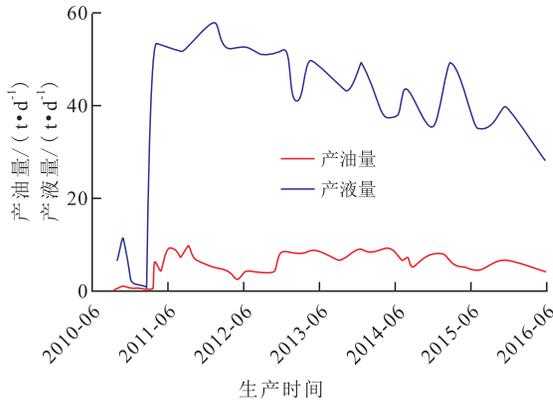
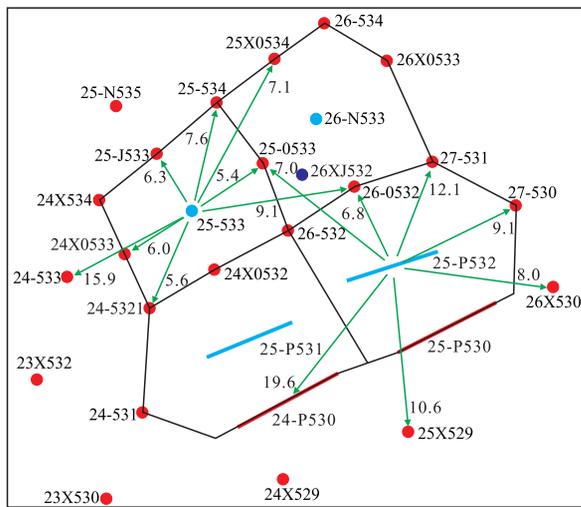
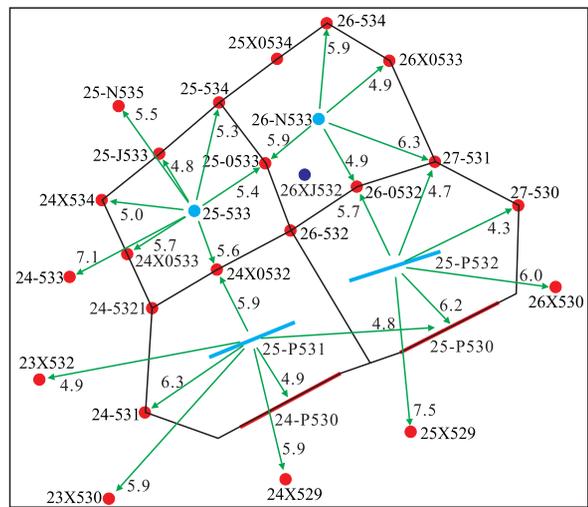


图5 23XJ535井生产曲线

Fig.5 Production curve of Well 23XJ535



a—2011年2月



b—2014年5月

图6 小井距井组示踪剂水线推进方向和速度

Fig.6 Tracer movement velocity and direction of well group with small well spacing

度、产液量和含水率均下降,如25X0534井在2011年9月实施泡沫辅助蒸汽驱,井口温度由93℃最低降至58℃,产液量由64 t/d最低降至43 t/d,含水率由87.5%最低降至80.6%,表明泡沫实现了对优势通道的调堵,蒸汽在该方向推进速度减小;②蒸汽驱期间受效不明显的油井在泡沫辅助蒸汽驱阶段产液量和产油量上升,含水率下降,如26X0533井在2011年9月实施泡沫辅助蒸汽驱,产液量由15.2 t/d最高升至38.4 t/d,含水率由84.2%最低降至66.1%,产油量由2.4 t/d最高升至13 t/d,表明泡沫实现对其他优势通道的封堵后,蒸汽在该方向推进速度增大。

驱油效率高 2014年10月在小井距26-N533井组,距离注汽井77.7 m的主流线上完钻1口密闭取心井26XJ532,岩心分析平均剩余油饱和度为19.8%,井间剩余油饱和度大幅降低,其中顶部8 m

平面驱替更均衡 对比2011年2月和2014年5月小井距井组示踪剂测试资料(图6)发现,2011年2月蒸汽驱期间示踪剂在各方向推进速度差异较大,推进速度为5.4~19.6 m/d,变异系数达1.68,其中25-P532井组在注入示踪剂14 d后,对应的24-P530油井监测到示踪剂,推进速度达19.6 m/d,该方向推进速度快,而井组西北方向示踪剂推进速度较慢;实施泡沫辅助蒸汽驱后,2014年5月监测示踪剂在各方向推进速度差异明显变小,推进速度为4.3~7.5 m/d,平均为5.6 m/d,变异系数为0.13,平面推进更均衡,说明泡沫在蒸汽驱过程中发挥了调堵作用。

单井生产动态有2种不同的表现:①蒸汽驱期间受效明显的油井在泡沫辅助蒸汽驱阶段井口温

储层驱油效果更好,岩心分析剩余油饱和度仅为15.7%(图7)。经过油水饱和度校正后,平均剩余油饱和度为27.7%,平均驱油效率为62.4%,顶部储层

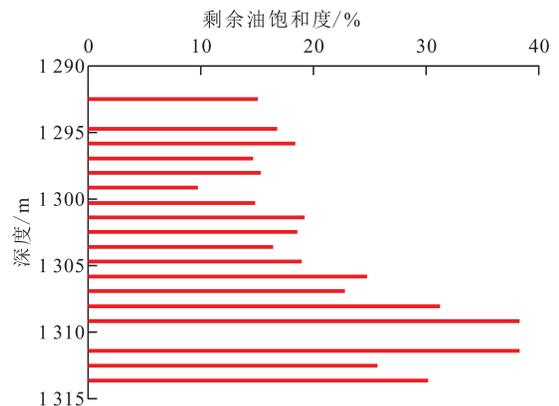


图7 26XJ532井岩心分析剩余油饱和度

Fig.7 Remaining oil saturation of sealed cores from Well 26XJ532

驱油效率达70.5%。

4 结论

研发的适用于高温条件的耐高温高效泡沫剂, 300℃残余油条件下阻力因子始终保持在20以上, 具有良好的耐温和封堵性能。

在胜利油区孤岛中二北Ng5稠油单元开展泡沫辅助蒸汽驱矿场试验, 效果显著, 平面驱替更均衡, 驱油效率高, 油井全面受效, 截至2016年6月试验区采出程度达到52.1%, 说明泡沫辅助蒸汽驱技术是可行的。泡沫辅助蒸汽驱可提高蒸汽前缘的稳定性, 抑制蒸汽突进, 明显改善开发效果, 是稠油油藏大幅度提高采收率的新方法。

参考文献:

- [1] 陈月明. 注蒸汽热力采油[M]. 东营: 石油大学出版社, 1996: 63-82.
Chen Yueming. Thermal recovery by steam injection [M]. Dongying: Petroleum University Press, 1996: 63-82.
- [2] 刘文章. 稠油注蒸汽热采工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 102-133.
Liu Wenzhang. Thermal recovery engineering of steam injection in heavy oil reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 102-133.
- [3] 刘军锴, 解习农, 孟涛, 等. 沾化凹陷埕南北部陡坡带深层扇体控砂机理及储层评价[J]. 石油实验地质, 2016, 38(1): 122-127.
Liu June, Xie Xinong, Meng Tao, et al. Mechanism of sand-control and quantitative evaluation of reservoir effectiveness in the northern steep slope of Chengnan area in the Zhanhua Sag [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(1): 122-127.
- [4] Eson R L, Cooke R W. A successful high-temperature gel system to reduce steam channeling [C]. SPE 24665, 1992.
- [5] 吴正彬, 庞占喜, 刘慧卿, 等. 稠油油藏高温凝胶改善蒸汽驱开发效果可视化实验[J]. 石油学报, 2015, 36(11): 1 421-1 426.
Wu Zhengbin, Pang Zhanxi, Liu Huiqing, et al. A visible experiment on adoption of high temperature gel for improving the development effect of steam flooding in heavy oil reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(11): 1 421-1 426.
- [6] Hunter B L, Buell R S, Abate T A. Application of a polymer gel system to control steam breakthrough and channeling [C]. SPE 24031, 1992.
- [7] 杜玉洪, 吴行才, 陈洪, 等. 可动凝胶调驱技术在普通稠油油藏中的应用[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2008, 30(3): 97-101.
Du Yuhong, Wu Xingcai, Chen Hong, et al. Application of moveable gel displacement adjustment in conventional heavy oil reservoirs [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & technology Edition, 2008, 30(3): 97-101.
- [8] 倪红梅, 刘永建, 李盼池. 振荡式注汽速度对蒸汽驱开发效果的影响[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(2): 433-438.
Ni Hongmei, Liu Yongjian, Li Panchi. Influence of oscillatory steam injection rate on performance of steam flooding [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(2): 433-438.
- [9] 董文明. 边底水稠油油藏火驱开发技术[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(6): 123-127.
Dong Wenming. Fire-flood producing technique for the edge-bottom-water heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(6): 123-127.
- [10] 杨元亮. 浅薄层超稠油水平井蒸汽驱汽窜控制因素研究[J]. 特种油气藏, 2016, 23(6): 68-71.
Yang Yuanliang. Steam channeling sensitivity of horizontal well in thin-shallow super-heavy oil reservoir with steam flooding [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(6): 68-71.
- [11] 张雷, 陈建波, 李金蔓, 等. 边底水稠油油藏热采吞吐后转弱凝胶驱开发方式[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(1): 124-128.
Zhang Lei, Chen Jianbo, Li Jinman, et al. Conversion of cyclic steam stimulation to weak gel flooding in heavy oil reservoir with edge and bottom water [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1): 124-128.
- [12] 王增林, 张民, 杨勇, 等. 稠油热化学驱过程中影响因素及其交互作用对采收率的影响[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(1): 64-68.
Wang Zenglin, Zhang Min, Yang Yong, et al. Effect of influencing factors and their interaction on thermo-chemical recovery of heavy oil [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 64-68.
- [13] 李文会, 刘鹏程, 沈德煌, 等. 稠油油藏尿素泡沫辅助蒸汽驱三维物理模拟实验[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(4): 118-122.
Li Wenhui, Liu Pengcheng, Shen Dehuang, et al. Three-dimension physical simulation experiment of urea-foam assisted steam flooding in heavy oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(4): 118-122.
- [14] 元福卿, 王其伟, 李宗阳, 等. 油相对泡沫稳定性的影响规律[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(1): 118-121.
Yuan Fuqing, Wang Qiwei, Li Zongyang, et al. Relationship between oil and foam stability [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 118-121.
- [15] Ozbayoglu M E, Kuru E, Miska S, et al. A comparative study of hydraulic models for foam drilling [C]. SPE 65489, 2000.
- [16] 李文会, 刘鹏程, 吴永彬, 等. 稠油油藏泡沫油渗流数学模型的建立[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(2): 108-114.
Li Wenhui, Liu Pengcheng, Wu Yongbin, et al. A mathematical model for foamy-oil flow in heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(2): 108-114.
- [17] 吴正彬, 刘慧卿, 庞占喜, 等. 稠油氮气泡沫辅助蒸汽驱可视化实验研究[J]. 特种油气藏, 2016, 23(5): 126-129.
Wu Zhengbin, Liu Huiqing, Pang Zhanxi, et al. Visualization experiment of nitrogen foam assisted steam-flooding in heavy-oil reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(5): 126-129.