

边底水稠油油藏热采吞吐后转弱凝胶驱开发方式

张雷, 陈建波, 李金蔓, 张俊廷, 刘东

(中海石油(中国)有限公司天津分公司 渤海石油研究院, 天津 300452)

摘要:针对边底水稠油油藏热采吞吐含水率上升快,采收率低的问题,利用室内物理模拟和数值模拟,开展了热采吞吐后转弱凝胶驱提高采收率研究。室内实验结果表明:与水驱相比,通过对地层加热降低原油粘度,采收率由11.4%增加到17.7%;在热采基础上,进一步利用弱凝胶驱采收率仍可增加18.3%。建立数值模拟模型确定了注采井最优工艺参数,即周期注入量为4 000 m³,周期注入温度为280 ℃,注入弱凝胶段塞尺寸为0.06倍孔隙体积。在此基础上,结合南堡35-2油田的地质特征和开采现状,提出了海上油藏热采吞吐后转弱凝胶驱先导试验方案。截至2014年6月,共实施3个先导试验井组,已累计注入弱凝胶11.2×10⁴ m³,累积产油量为10.4×10⁴ m³,预测阶段增加采出程度为2.6%,开采效果良好。弱凝胶驱将成为海上边底水稠油油藏热采吞吐后期有效的接替开发方式。

关键词:热采吞吐 弱凝胶驱 室内实验 注采参数优化 边底水稠油油藏

中图分类号:TE357.4

文学标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)01-0124-05

Conversion of cyclic steam stimulation to weak gel flooding in heavy oil reservoir with edge and bottom water

Zhang Lei, Chen Jianbo, Li Jinman, Zhang Junting, Liu Dong

(Bohai Oilfield Research Institute, Tianjin Branch, CNOOC China Ltd., Tianjin City, 300452, China)

Abstract: Through laboratory physical simulation and numerical simulation, enhanced oil recovery using weak gel flooding after cyclic steam stimulation was studied concerning high water cut and low recovery efficiency in heavy oil reservoir with edge and bottom water. The results of laboratory EOR research showed that compared with water flooding, the recovery of the steam stimulation was increased from 11.4% to 17.7% through oil viscosity reduction, and the recovery of the weak gel-assisted steam stimulation may be increased by 18.3%. Optimal parameters were fixed after numerical simulation. The cyclic injection rate is 4 000 m³, the cyclic injection temperature is 280 ℃, and the slug size of injected gel is 0.06 PV. Based on the geological feature and exploitation characteristics of Nanpu35-2 oilfield, pilot test plan of weak gel flooding after cyclic steam stimulation was put forward. By the end of June 2014, 11.2×10⁴ m³ of weak gel was injected cumulatively and the cumulative oil production was 10.4×10⁴ m³, and the recovery degree was predicted to increase by 2.6% in three pilot test well groups. The weak gel flooding is an effective development scheme after the cyclic steam stimulation in offshore heavy oil reservoir with edge and bottom water.

Key words: cyclic steam stimulation; weak gel flooding; laboratory simulation; injection-production parameter optimization; heavy oil reservoir with edge and bottom water

渤海油田非常规稠油(地层原油粘度大于350 mPa·s)储量规模大,常规水驱开发效果差。2008年在南堡35-2油田开辟海上稠油热采先导试验区,实

施多元热流体吞吐^[1-3]。受边底水侵入影响,试验区第1周期末已有20%的热采井进入高含水阶段。单井高峰产油量从80 m³/d降至60 m³/d,周期增油量从

收稿日期:2015-11-09。

作者简介:张雷(1982—),男,河北石家庄人,工程师,硕士,从事海上油气田开发油藏工程和数值模拟等方面的研究。联系电话:(022)25808431, E-mail:zhanglei13@enooc.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项“海上油田丛式井网整体加密油藏工程技术示范”(2008ZX05057-003)。

$0.8 \times 10^4 \text{ m}^3$ 降至 $0.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,热采效果日益变差。由于海上开发经济门槛高,急需寻找热采吞吐后接替开发方式。自20世纪80年代,中国稠油油区逐步开展了一系列吞吐后转换开发方式研究,主要包括中浅层蒸汽驱技术^[4-8]和超稠油SAGD技术^[9-11],若直接将这些开发方式应用到边底水稠油油藏,则风险较大。例如单家寺油田,是中国少数开展转蒸汽驱的边底水稠油油藏,从其转蒸汽驱试验效果看,受边底水侵入影响,吞吐末期地层压力较高,难以保证井底干度;同时热采吞吐后油井含水率高,加热半径小,井间难以形成有效的热连通,其蒸汽驱开发效果远低于理想浅层低压油藏^[12]。在大量室内实验和数值模拟研究的基础上,针对边底水稠油油藏转蒸汽驱存在的问题,提出了热采吞吐后转弱凝胶驱开发方式。

1 室内实验及提高采收率机理

边底水稠油油藏热采吞吐后近井周围含油饱和度低,井间仍是剩余油富集区。针对井间剩余油富集的特点,提出了热采吞吐后转弱凝胶驱开发方式,其目的是:①利用油井加热油层,改善原油流动性;②利用水井注入弱凝胶提高井间动用程度,抑制边底水突破。室内实验采用耐温性弱凝胶体系,聚合物为部分水解聚丙烯酰胺,交联剂为有机铬。设计了单管模拟实验及二维物理模拟实验,实验基本流程是模型饱和地层水—油驱水—水驱油—注入弱凝胶段塞。

1.1 单管模拟实验

单管模型由石英砂与环氧树脂胶结而成,其长、宽、高分别为30,4.5和4.5 cm。在岩心实验中,通过改变岩心不同位置处原油的粘度,模拟热流体对原油粘度的影响。当设置热流体作用范围后,该区域内原油粘度为 μ_1 ,其余部分的原油粘度等于原始原油粘度 μ_0 。该实验提高采收率机理主要包括2个方面。

热采增油机理 热采增油机理包括:①加热油层中的原油,使其粘度大幅度降低,从而降低原油流动阻力;②加热油层,增大油层弹性能量;③降低界面张力,改善液阻和气阻效应;④增大流体和岩石的热膨胀作用,使得孔隙体积减小,单井产量增大;⑤改变岩石的润湿性,使油水相对渗透率发生变化,提高原油的流动能力等^[13]。利用单管模拟实验,研究油井不同加热范围对采收率的影响。由结

果(图1)可见,当加热范围由单管长度的1/10增加到单管长度的5/10时,最终采收率由11.4%增加到17.7%,而采收率提高幅度逐渐降低。因此通过对油井实施多轮吞吐,不断扩大加热半径,能够改善边底水稠油油田开发效果。

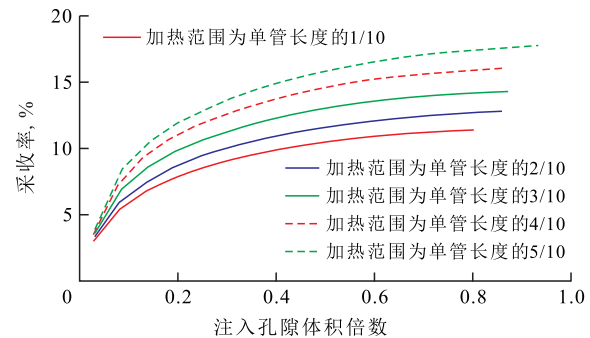


图1 不同加热范围下采收率与注入孔隙体积倍数的关系

Fig.1 Relationship between oil recovery and pore volume under different heating radii

弱凝胶改善波及效率增油机理 水井先期吞吐降低油井周围地层压力,有利于后续弱凝胶注入。弱凝胶进入被水占据的大孔道,在后续注入介质的作用下,弱凝胶沿阻力小的大孔道继续前进;同时弱凝胶的存在增加了大孔道的流动阻力,迫使注入水改向,进入未被水波及的小孔隙中,从而提高波及效率;此外,由于弱凝胶可移动,可在后续注入流体前缘形成高粘度驱油流体,从而降低原油与驱替液流度比,提高驱油效率和最终采收率^[14-15]。实验结果表明:当弱凝胶用量为0,0.025,0.050,0.075倍孔隙体积时,热采吞吐后转弱凝胶驱采收率增幅分别为11.9%,15.8%和18.3%(图2)。

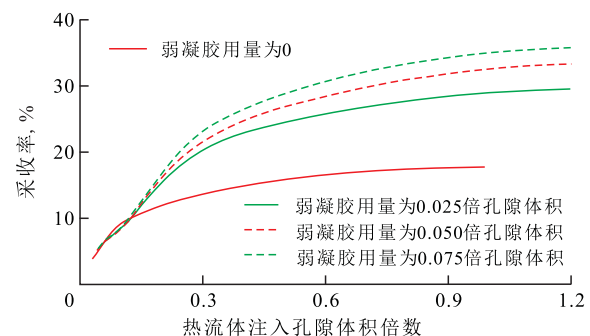


图2 不同弱凝胶用量下采收率与热流体注入孔隙体积倍数的关系

Fig.2 Relationship between oil recovery and pore volume of thermal fluid under different pore volumes of weak gel

1.2 二维物理模拟实验

物理模拟实验模型为反九点仿真层内非均质岩心,由石英砂与环氧树脂胶结而成,其长、宽、高分别为60,60和4.5 cm。包括高、中、低3个渗透层,渗透率分别为 $3\ 200 \times 10^{-3}$, $1\ 600 \times 10^{-3}$ 和 800×10^{-3}

μm^2 。实验前对所用化学剂进行预剪切作用,使其粘度保留率为60%。对比水驱、热采、弱凝胶及热采—弱凝胶4种开发方式。由实验结果(表1)可以看出,最终采收率从高到低为热采—弱凝胶驱、弱凝胶驱、热采、水驱。与水驱相比,热采增加采收率2.8%,弱凝胶驱提高采收率8.6%,而热采—弱凝胶驱提高采收率13.0%。

表1 物理模拟实验采收率结果

方案编号	方案内容	含油饱和度, %	采收率, %	最终增幅
1	水驱	78.7	8.7	
2	热采	78.0	11.5	2.8
3	水驱至含水率为40%—0.03倍孔隙体积的弱凝胶驱	77.6	17.3	8.6
4	热采—水驱至含水率为40%—0.03倍孔隙体积的弱凝胶驱	78.2	21.7	13.0

2 数值模拟及参数优化

利用加拿大CMG数值模拟软件,建立了南堡35-2油田热采吞吐后转弱凝胶驱数值模拟模型,并对周期注入量、周期注入温度、注入弱凝胶段塞尺寸等主要注采工艺参数开展研究并进行优化。

2.1 地质特征

南堡35-2油田位于渤海中部海域,含油层系为新近系明化镇组,纵向上划分为5个油组,由上至下分别为Nm0, Nm I, Nm II, Nm III及Nm IV。其油藏埋深为1 300 m,油层有效厚度为6~10 m,净总厚度比小于0.2。油藏储层物性好,属于高孔高渗透储层,孔隙度为35.0%,渗透率为 $4\ 564.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;属于正常温度压力系统,原始地层压力为10 MPa,地层温度为52℃。油藏类型主要为受岩性和断层控制的岩性-构造油藏,水油体积比为5。50℃条件下脱气原油粘度为2 300 mPa·s,地面原油密度为 0.972 g/cm^3 ,地层原油粘度为670 mPa·s,地层原油密度为 0.901 g/cm^3 。

2.2 数值模型建立

建立了边底水稠油油藏吞吐后转弱凝胶驱三维四相六组分数值模型,其中相态划分为水、油、气、固体等,组分划分为水、油、聚合物、交联剂、凝胶、气体等。模型充分考虑热采降粘、热膨胀、弱凝胶改善流度比等提高采收率机理,以及多相多组分流体运移过程中的相互转换,包括对流扩散、液相、液固间质量的转换^[16-20]。5 mol聚合物与0.002 8 mol的交联剂反应生成5.002 8 mol的弱凝胶。

网格采用角点系统,建立了 $125 \times 45 \times 20$ 的网格,横向网格长度为25 m,纵向网格长度为0.5~1 m。在对油井热采吞吐完成历史拟合的基础上,开展了热采吞吐后转弱凝胶驱方案研究。

2.3 注采工艺参数优化

周期注入量 周期注入量是衡量油井累积注热体积的标准,通常需要将注入到地下的热水、蒸汽及气体折算为水当量。设计周期注入量为3 000, 3 500, 4 000, 4 500, 5 000 m^3 共5个方案。由模拟结果(表2)可见,随着周期注入量的增加,周期产油量增加。当周期注入量为3 000~4 000 m^3 时增油幅度较大,当周期注入量为4 000~5 000 m^3 时增油幅度较小。从技术和经济2个方面考虑,建议油井周期注入量为4 000 m^3 。

表2 不同周期注入量数值模拟结果对比

Table2 Comparison of numerical simulation results under different cyclic injection rates

方案	周期注入量/ m^3	注入速度/ $(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	周期注入温度/ $^{\circ}\text{C}$	周期产油量/ m^3
1	3 000	200	280	9 645
2	3 500	200	280	9 731
3	4 000	200	280	9 837
4	4 500	200	280	9 886
5	5 000	200	280	9 919

周期注入温度 周期注入温度决定了油井加热范围内的驱油效率,同时也决定了粘度场分布特征,是稠油热采中最重要的需优化参数。分别设计周期注入温度为240, 260, 280, 300, 320℃共5个方案。由模拟结果(表3)可见,随着周期注入温度的增加,周期产油量增加。当注入温度为280~300℃时,油汽比增幅较大,当注入温度超过300℃时增幅趋缓。结合经济因素,建议油井周期注入温度为280℃。

表3 不同周期注入温度数值模拟结果对比

Table3 Comparison of numerical simulation results under different injection temperatures

方案	周期注入量/ m^3	注入速度/ $(\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	周期注入温度/ $^{\circ}\text{C}$	周期产油量/ m^3	油汽比
1	4 000	200	240	9 803.6	2.5
2	4 000	200	260	9 962.0	2.5
3	4 000	200	280	10 897.0	2.7
4	4 000	200	300	11 523.0	2.9
5	4 000	200	320	11 982.0	3.0

注入弱凝胶段塞尺寸 由于化学剂在岩石表面具有吸附性,并考虑到所形成弱凝胶的稳定性,必须对段塞大小进行合理优化。如果周期段塞太大,会造成化学剂的浪费;如果太小,弱凝胶将在油层中被岩石吸附不能发挥应有的作用^[21]。不同段

塞尺寸的模拟计算结果(表4)表明,随着段塞尺寸的增大及地层弱凝胶粘度增加,采收率提高;当注入弱凝胶段塞尺寸大于0.06倍孔隙体积后,采收率提高幅度降低。因此,建议注入弱凝胶段塞尺寸为0.06倍孔隙体积。

表4 不同注入弱凝胶段塞尺寸数值模拟结果对比
Table4 Comparison of numerical simulation results under different slug sizes of weak gel

方案	地层弱凝胶粘度/ (mPa·s)	注入弱凝胶段塞尺寸/ 孔隙体积倍数	采收率, %
1	0	0	13.6
2	50	0.04	15.8
3	50	0.06	17.3
4	50	0.08	17.8

3 实施效果

根据室内物理模拟结果和数值模拟方案的优化设计,在渤海油田南堡35-2油田进行了热采吞吐后转弱凝胶驱先导试验及扩大试验。2012年在B20M井组进行了热采吞吐后转弱凝胶驱先导试验。B20M井组有2口水平井生产,一注一采,井距为230 m。油井实施多元热流体吞吐后,初期产油量为70 m³/d。受边底水影响,油井含水率上升快,无水采油期仅3个月,无水采油阶段累积产油量为3 000 m³。弱凝胶转驱前,B20M井组产液量为65 m³/d,产油量为15 m³/d,含水率为80%。弱凝胶转驱主要表现为“两升一降”的动态特征:油井产液量增加55 m³/d,产油量增加25 m³/d,含水率下降5%。截至2014年6月,试验区共有3个先导试验井组,注入井3口,生产井6口,累积注入弱凝胶11.2×10⁴ m³,累积产油量为10.4×10⁴ m³,累积增油量为2.1×10⁴ m³。到2018年,预测累积增油量为6.3×10⁴ m³,阶段增加采出程度为2.6%。

4 结论

利用物理模拟实验对热采吞吐后转弱凝胶驱采收率机理开展研究。结果表明:与水驱相比,通过对地层加热降低原油粘度,最终采收率由11.4%增加到17.7%;在热采基础上,进一步利用弱凝胶驱采收率仍可增加18.3%。详细设计和严格实施注采工艺参数,确定油井合理周期注入量为4 000 m³,周期注入温度为280 ℃,注入弱凝胶段塞尺寸为0.06倍孔隙体积。

在室内物理模拟与数值模拟研究的基础上,进

行热采吞吐后转弱凝胶驱矿场试验。截至2014年6月,南堡35-2油田已累积增油量为2.1×10⁴ m³;到2018年,预测阶段增加采出程度2.6%,开采效果良好。表明该技术可成为该类稠油油藏吞吐后有效的接替技术。

在后续推广过程中要加强注采参数的监测,包括油井注入温度、水井注入压力、吸水剖面及生产数据等,并随时对其进行跟踪调整。

参考文献:

- [1] 林涛,孙永涛,孙玉豹,等.多元热流体返出气增产技术研究[J].断块油气田,2013,20(1):126-128.
Lin Tao, Sun Yongtao, Sun Yubao, et al. Enhanced recovery technique of return gas from multiple thermal fluids [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(1): 126-128.
- [2] 张凤义,许万坤,吴婷婷,等.海上多元热流体吞吐提高采收率机理及油藏适应性研究[J].油气地质与采收率,2014,21(4):75-78.
Zhang Fengyi, Xu Wankun, Wu Tingting, et al. Research on the mechanism of multi-thermal fluids on enhanced oil recovery and reservoir adaptability [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 75-78.
- [3] 杨兵,李敬松,张贤松,等.稠油油藏水平井多元热流体吞吐高效开采技术[J].油气地质与采收率,2014,21(2):41-44.
Yang Bing, Li Jingsong, Zhang Xiansong, et al. Study on horizontal well multi-component thermal fluid stimulation high efficiency recovery technology for heavy oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 41-44.
- [4] 龚姚进,王中元,赵春梅,等.齐40块蒸汽吞吐后转蒸汽驱开发研究[J].特种油气藏,2007,14(6):17-22.
Gong Yaojin, Wang Zhongyuan, Zhao Chunmei, et al. Convert to steam flooding after cyclic steam stimulation in Block Qi40 [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2007, 14(6): 17-22.
- [5] 张锋,凌建军,黄海波,等.间歇注汽改善齐40块蒸汽驱开发效果研究[J].江汉石油学院学报,2002,24(2):70-71.
Zhang Feng, Ling Jianjun, Huang Haibo, et al. Improvement of development effect of steamflooding by interval steam injection in Block Qi40 [J]. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 2002, 24(2): 70-71.
- [6] 于立君,岳青山.克拉玛依油田水驱后期转蒸汽驱开发效果分析[J].石油大学学报:自然科学版,1999,23(1):45-48.
Yu Lijun, Yue Qingshan. Conditions for steamflooding recovery of water flooding reservoir in Karamay oilfield [J]. Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science, 1999, 23(1): 45-48.
- [7] 赵洪岩.辽河中深层稠油蒸汽驱技术研究与应[J].石油钻采工艺,2009,31(1):100-114.
Zhao Hongyan. Study and application of heavy oil steam flooding in mid deep layers in Liaohe Oil field [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(1): 100-114.
- [8] 刘斌.曙1-7-5块蒸汽驱开发的初步认识[J].石油勘探与开

- 发, 1995, 22(3): 91-95.
- Liu Bin. A preliminary understanding on steam flooding in Block ShuI-7-5 Liaohe oil field [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 1995, 22(3): 91-95.
- [9] 庄丽. D229块薄层超稠油SAGD试验优化部署设计[J]. 断块油气田, 2009, 16(6): 79-81.
- Zhuang Li. Deployment optimization of SAGD pilot design in thin bed and extra-heavy oil reservoir of Block D229 [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2009, 16(6): 79-81.
- [10] 刘尚奇, 王晓春, 高永荣, 等. 超稠油油藏直井与水平井组合SAGD技术研究[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(2): 234-238.
- Liu Shangqi, Wang Xiaochun, Gao Yongrong, et al. SAGD process with the combination of vertical and horizontal wells in super-heavy oil reservoir [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2007, 34(2): 234-238.
- [11] 陈森, 袁新生, 窦升军, 等. 风城SAGD生产水平井合理压井时机确定方法探讨[J]. 钻采工艺, 2012, 35(5): 52-54.
- Chen Sen, Yuan Xinsheng, Dou Shengjun, et al. Research of reasonable opportunity to determine SAGD horizontal wells killing in Fengcheng Oilfield [J]. *Drilling & Production Technology*, 2012, 35(5): 52-54.
- [12] 李献民, 白增杰, 等. 单家寺热采稠油油藏[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 138-144.
- Li Xianmin, Bai Zengjie, et al. The thermal recovery for heavy oil reservoir in Shanjiashi oilfield [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 138-144.
- [13] 刘文章. 稠油注蒸汽热采工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
- Liu Wenzhang. Thermal recovery engineering of steam injection in heavy oil reservoirs [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [14] Norbert Kohler. Weak gel formulations for selective control of water production in high-temperature production wells [R]. SPE 25225, 1993.
- [15] 吴行才, 王洪光, 李凤霞, 等. 可动凝胶调驱提高石油采收率机理及矿场实践[J]. 油田化学, 2012, 26(1): 79-83.
- Wu Xingcai, Wang Hongguang, Li Fengxia, et al. EOR mechanisms and field practice of flowing gel profiling/flooding [J]. *Oil-field Chemistry*, 2012, 26(1): 79-83.
- [16] 李延杰, 张艳玉, 张贤松, 等. 海上稠油油藏蒸汽吞吐周期注汽量优化研究[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(5): 87-89, 93.
- Li Yanjie, Zhang Yanyu, Zhang Xiansong, et al. Cyclic steam injection volume optimization of steam huff and puff in offshore heavy oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(5): 87-89, 93.
- [17] 陈德春, 周淑娟, 孟红霞, 等. 陈家庄油田陈373块蒸汽吞吐后转CO₂-化学剂复合吞吐研究[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(6): 76-78.
- Chen Dechun, Zhou Shujuan, Meng Hongxia, et al. Research on compound stimulation of CO₂-chemical after steam stimulation for Chen373 block [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(6): 76-78.
- [18] 徐兵, 程林松. 弱凝胶调驱数值模拟[J]. 计算物理, 2005, 22(2): 163-170.
- Xu Bing, Cheng Linsong. A numerical simulation of profile controlling and flooding with weak gel [J]. *Chinese Journal of Computation Physics*, 2005, 22(2): 163-170.
- [19] 梁丹, 冯国智, 曾祥林, 等. 海上稠油两种热采方式开发效果评价[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(1): 95-99.
- Liang Dan, Feng Guozhi, Zeng Xianglin, et al. Evaluation of two thermal methods in offshore heavy oilfields development [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2014, 42(1): 95-99.
- [20] 刘向斌, 王贤君, 王海静, 等. 复合热载体吞吐注采参数物理模拟优化[J]. 特种油气藏, 2014, 21(3): 135-137.
- Liu Xiangbin, Wang Xianjun, Wang Haijing, et al. The physical simulation and optimization of injection-production parameters in combined thermal carrier steam stimulation [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2014, 21(3): 135-137.
- [21] 袁士义, 刘尚奇, 张义堂, 等. 热水添加氮气泡沫驱提高稠油采收率研究[J]. 石油学报, 2004, 25(1): 57-65.
- Yuan Shiyi, Liu Shangqi, Zhang Yitang, et al. Enhancing heavy oil recovery with hot water flooding by adding nitrogen and surfactant [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2004, 25(1): 57-65.

编辑 刘北羿