

中国石化提高采收率技术研究进展与应用

计秉玉,王友启,聂俊,张莉,于洪敏,何应付

(中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:从化学驱油技术、稠油热采技术、注气驱油技术和微生物驱油技术4个方面,对中国石化提高采收率技术的研究进展及应用进行了概述,归纳了各项技术的适用条件、应用结果及存在问题,并讨论了中国石化提高采收率技术规模化应用的方向。研究结果指出:化学驱油技术已成为中国石化提高采收率技术的主体,其中的聚合物驱和二元复合驱已成熟配套,并实现规模化应用。非均相复合驱技术在孤岛中一区聚合物驱后油藏试验成功,预计可提高采收率7.3%。在稠油热采技术中,热化学吞吐、井网加密和普通稠油水驱转热采技术已推广应用,蒸汽驱和热化学蒸汽驱技术仍处于工业化试验阶段。注气驱油技术和微生物采油技术处于现场试验阶段,且均已取得较好的增产效果。中国石化提高采收率技术工业化应用的方向是继续研究适应复杂油藏条件的驱油剂、驱油体系和流度控制技术,并对成熟技术进行组合应用。

关键词:化学驱;稠油热采;气驱;微生物驱;提高采收率;中国石化

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Research progress and application of EOR techniques in SINOPEC

Ji Bingyu, Wang Youqi, Nie Jun, Zhang Li, Yu Hongmin, He Yingfu

(Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

Abstract: This paper introduced the research progress and application of the EOR techniques such as chemical flooding, heavy oil thermal recovery, gas flooding and microbial flooding, summarized the application conditions, application results and existing problems for various techniques, and discussed the direction of the large-scale application of EOR techniques for SINOPEC. The results show that chemical flooding has become the predominant EOR technology EOR projects of SINOPEC are under. Polymer and SP flooding techniques are mature and complete in supporting technologies, and have been put into industrial application technologies in China, with well developed relating techniques, and in the phase of industrialization. Heterogeneous Post-polymer flooding test of non-homogeneous composite flooding technique has been test successfully carried out in the 1st Block of central Gudao, Shengli oilfield, and after polymer flooding which can be expected to enhanced oil recovery of 7.3% is expected. Among heavy oil thermal recovery techniques, thermochemical puff & huff, well pattern infilling and thermal recovery of conventional heavy oil techniques are in the process of generalization and application have had large scale field applications, while steam injection and thermochemical steam injection techniques are still under research. SINOPEC is currently carrying out pilots for gas flooding and microbial flooding which can be expected to with the expectation of enhanced oil recovery increase. The focuses of SINOPEC's industrial application of EOR techniques in the future are displacing agent or displacing system capable of being adapted to harsh reservoir conditions, mobility control technique and combined application of mature technologies.

Key words: chemical flooding, thermal recovery of heavy oil, gas flooding, microbial flooding, EOR, SINOPEC

提高采收率技术(EOR)主要分气驱、化学驱、稠油热采、微生物采油和物理法采油5种类型,其中稠油热采、气驱和化学驱技术已进入矿场工业化应用,2014年世界 EOR 产量约为 $46.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 约占世界产油量的 3.3%^[1]。 EOR 技术主要应用于美国、中国、加拿

大、委内瑞拉和俄罗斯等国,中国已成为世界 EOR 应用大国, EOR 产量约占世界 EOR 产量的 25.0%。中国石化所属 210 个油田,主要分布在中国东部和西部 2 个油区。东部油区以陆相沉积砂岩油藏为主,油田断裂系统复杂,储层非均质性较强,原油以中-高粘稠

收稿日期:2015-03-16;修订日期:2016-06-20。

第一作者简介:计秉玉(1963—),男,博士、教授级高级工程师,油气田开发工程。E-mail:jby.syky@sinopec.com。

基金项目:中国石油化工股份有限公司先导项目(P1314)。

油为主,经过 50 多年的开发,已进入特高含水开发阶段^[2]。西部油区以塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏为主,缝洞内部结构和油水关系复杂,原油性质差异大,开发难度大^[3]。由于油田地质条件、储层和流体性质的复杂性,导致整体采收率较低,具有大幅度提高采收率的潜力。为解决复杂油藏的高效动用和老油田提高采收率的瓶颈^[4-6],大幅度提高采收率成为中国石化发展战略之一,近年来探索了化学驱^[7-11]、稠油热采^[12-13]、注气^[14]和微生物^[15]等多种提高采收率技术,化学驱和稠油热采技术已逐步成熟并实现规模化应用,注气和微生物提高采收率技术仍处于试验研究阶段。

1 化学驱油技术

中国石化化学驱技术概括为聚合物驱^[7]、化学复合驱^[8]和聚合物驱后非均相复合驱^[9]3个方面,主要在胜利油田和河南油田应用。

1.1 聚合物驱油技术

中国石化适合聚合物驱的油藏普遍具有油藏温度高(65~120℃)、地层水矿化度高(5 000~100 000 mg/L)和原油粘度高(50~130 mPa·s)。以室内研究为指导,按照油层温度、地层水矿化度由低到高分步开展矿场试验,目前已形成适合3类油藏的聚合物驱技术(表1)。

1992年在孤岛中一区开展了Ⅰ类油藏聚合物驱先导试验,试验区有注入井40口,生产井78口,地层温度70℃,地层水矿化度5 293 mg/L,试验利用原有水驱开发井网,采用分子量大于 $1\,500 \times 10^4$ 的聚丙烯酰胺,设计聚合物用量300 PV·mg/L,采用清水配制母液,产出污水稀释注入。先导试验已结束,试验区提高采收率11.0%。1998年在Ⅱ类油藏开展了聚合物驱先导试验,针对地层温度80℃和地层水矿化度21 000 mg/L的胜坨油田一区,采用分子量大于2 200万的聚丙烯酰胺和梳型高分子聚合物,已提高采收率

6.7%。2013年在Ⅲ类油藏开展聚合物驱先导试验,针对地层温度85℃和地层水矿化度30 500 mg/L的胜坨油田二区,采用含耐温抗盐基团的聚合物,目前注入井压力上升,生产井开发态势稳定,效果有待观察。针对一次聚驱多向受效率低、流度比高、采出程度低等问题,2005年在下二门油田开展了二次聚合物驱试验,采用高浓度大段塞(0.91 PV×2 000 mg/L)和单泵对单井注聚工艺,试验区已提高采收率9.5%,预计提高采收率12.0%。目前中国石化共实施聚合物驱项目56个,提高采收率6%~12%。

1.2 复合驱油技术

基于高酸值原油(KOH含量0.9~3.0 mg/g),1992年在孤东油田小井距试验区开展了ASP三元复合驱先导试验,在水驱采出程度达到54.4%,综合含水99.3%的情况下,实施聚合物、碱和表活剂的三元复合驱,试验取得成功,中心井区提高采收率16.8%(OOIP),但试验过程中存在结垢、乳化等问题,影响了三元复合驱技术的推广。为了解决由碱引起的结垢、乳化等问题,2003年在孤东油田七区西开展了无碱二元复合驱先导试验,试验区有注入井10口,生产井16口,油层温度68℃,地层水矿化度8 207 mg/L,地层原油粘度45 mPa·s。通过分子模拟,设计疏水链结构与原油相似的磺酸盐,达到更高的界面效率,采用阴、非表面活性剂复配实现超低界面张力(10^{-3} mN/m),试验区已提高采收率14.8%。二元复合驱技术已于2008年进入工业化应用,目前实施19个项目,提高采收率8%~15%。

1.3 非均相复合驱油技术

由于陆相成因储层的强非均质性和较高的原油粘度,聚合物溶液改善流度比,扩大波及程度的作用有限,使得聚合物驱后剩余储量接近原始地质储量的一半,需要探索聚合物驱后进一步大幅度提高采收率技术。针对聚合物驱后油藏非均质性更加突出,剩余油更趋分散的特点,研发了非均相复合驱油体系。在二元复合驱油体系的基础上,加入B-PPG粘弹颗粒,形成非均相体系,该体系的连续相为“聚合物+表面活性剂”溶液,分散相为具有较高粘弹性的B-PPG颗粒,与二元复合驱体系相比,能够增加阻力系数,强化液流转向,扩大波及体积。

2010年在孤岛中一区聚合物驱后油藏开展非均相复合驱先导试验,试验区有注入井32口,生产井38口,地层温度70℃,地层水矿化度8 120 mg/L,地层原油粘度46.3 mPa·s,试验前综合含水98.1%,采出程度52.3%。通过井网整体加密,实现变流线井网调

表1 聚合物驱油藏类型及使用的聚合物
Table 1 Reservoir types of polymer flooding and the polymers used

油藏类别	地层温度/℃	地层水矿化度/(mg·L ⁻¹)	聚合物类型	聚合物分子量/10 ⁴
Ⅰ类	≤70	≤10 000	聚丙烯酰胺	>1 500
Ⅱ类	70~80	10 000~30 000	聚丙烯酰胺或梳型高分子聚合物	>2 200
Ⅲ类	80~95	30 000~100 000	超高分改性聚合物	>2 500

整,试验取得显著效果,日产油由 38t/d 最高上升到 136 t/d,综合含水由 98.1%最低下降到 90.2%,已提高采收率 2.5%,预计可提高采收率 7.3%。该技术将在聚合物驱后油藏推广应用。

2 稠油热采技术

中国石化稠油油藏主要分布于胜利油田和河南油田。稠油油藏普遍埋藏较深(900~1 600 m)、储层厚度小且具有一定敏感性,原油性质多样和具有活跃边底水。1984 年开始蒸汽吞吐开发,近年来稠油热采技术得到发展和完善^[12-13],逐步形成了 5 项主导技术,其中热化学吞吐、井网加密和普通稠油水驱转热采技术已推广应用,蒸汽驱和热化学蒸汽驱技术还处于试验阶段。

2.1 热化学辅助蒸汽吞吐技术

针对特超稠油、薄层稠油动用难和稠油油藏多轮次蒸汽吞吐后存在的汽窜严重、地层压力低、剩余油分散等问题,发展了化学辅助蒸汽吞吐技术。以蒸汽携带的热量为基础,利用化学体系高温高压条件下表现出的物理化学特性,改变储层微观结构及储层流体的渗流、分布特征,从而大幅度提高蒸汽吞吐效果,形成了 HDCS、HDNS、SGS 和氮气泡沫堵水调剖等系列技术,实现了特超稠油、薄层稠油和浅层超稠油的有效动用,大幅度改善了高含水热采老区的开发效果。近几年,HDCS、SGS、HDNS 三项技术实施 1 500 井次,累计增产原油 81.3×10^4 t;氮气泡沫调剖实施 402 井次,平均单井周期增油 548 t,累计增油 22.06×10^4 t。

2.2 稠油热采井网加密技术

理论研究和矿场监测均表明,多轮次蒸汽吞吐后,普通稠油和特稠油油藏的有效动用半径为 75~70 m,超稠油油藏的有效加热半径为 50 m。对于井距为 200~280 m 的井网来说,蒸汽吞吐井间存在未加热区。针对蒸汽吞吐加热半径小与常规井距大的矛盾,发展了稠油热采井网加密技术。通过数值模拟优化研究,建立了蒸汽吞吐加密潜力评价标准,确定了不同类型稠油油藏蒸汽吞吐的有效井距为 100~141 m(表 2)。2000 年在孤岛油田中二北单元实施井网加密先导试验,试验区地层原油粘度为 521 mPa·s,油层温度 65℃,新钻加密井 76 口,井网由 200 m×283 m 加密成 141 m×200 m,采收率由 21%提高到 29.1%。

表 2 不同类型稠油油藏井网加密界限

Table 2 Pattern infilling limit for different types of heavy oil reservoir

油藏类型	有效动用半径/m	合理井距/m	油层厚度下限/m	油层深度界限/m
普通稠油	75~90	141	8	<1 600
特稠油	65~80	141	9	<1 400
超稠油	45~50	100	15	<1 400

2.3 蒸汽驱技术

针对稠油油藏埋藏深、转驱压力高等问题,通过配套稠油热采工艺提高有效热焓和热效率,形成了中深层稠油蒸汽驱技术。配套了超临界蒸汽锅炉、高真空隔热注汽管柱等工艺技术,锅炉出口蒸汽干度达 99%,井底蒸汽干度达到 60%以上。通过研制水平井自补偿封隔器和配汽器,配套水平井均衡注汽工艺管柱,实现水平段全段均匀注汽,提高油层动用程度 40%~80%。通过提高注汽质量,使蒸汽驱技术应用的油藏深度突破到 1 600 m,井底压力放宽到 7 MPa。1997 年在孤东九区西开展了深层蒸汽驱先导试验,试验区油藏埋深 1 320~1 400 m,油层厚度 11~18 m,原油粘度 2 000~5 000 mPa·s,1992 年开始蒸汽吞吐,1997 年转蒸汽驱,吞吐和蒸汽驱阶段采收率达到 36.5%,蒸汽驱提高采收率 20.9%。

2.4 热化学蒸汽驱技术

为解决非均质油藏蒸汽带窄、波及效率低和驱油效率低的难题,发展了热化学蒸汽驱技术。针对油层压力高导致的蒸汽带窄、热水带宽的问题,通过研发高温驱油剂,提高蒸汽驱油效率。针对储层非均质性引起的蒸汽驱替不均衡,研发高温泡沫,改善蒸汽波及状况。2008 年在孤岛中二北开展了热化学蒸汽驱先导试验,试验区油层埋深 1 297~1 318 m,有效厚度 10.2 m,地面原油粘度 9 000 mPa·s,已累计产油 25.4×10^4 t,采出程度达到 43.0%,预测最终采收率可达 53.4%。

2.5 普通稠油水驱转热采技术

普通稠油油藏原油粘度高(100~300 mPa·s)、水驱效果普遍较差,平均采收率仅为 17.3%。室内实验和数值模拟研究表明,水驱后转热采可降低原油粘度,改变流度比,大幅度提高驱油效率。对地层原油粘度大于 80 mPa·s,油层厚度大于 8 m,孔隙度大于 0.15,含油饱和度高于 0.45,综合含水低于 90%的水驱油藏可转换开发方式,提高采收率。2011 年在孤岛油田中二中单元实施水驱转热采先导试验,试验区油层埋深 1 260~1 300 m,有效厚度 14 m,地面原油粘度 3 000~10 000 mPa·s,综合含水 89.3%,水驱采出程度

18.8%,转热采后蒸汽吞吐阶段提高采出程度8.9%,目前已转入蒸汽驱,预测热采提高采收率24.0%。

3 注气驱油技术

3.1 CO₂ 驱技术

20世纪80年代开始CO₂单井吞吐试验,90年代末以来开展CO₂驱技术研究。在江苏、华东、中原、胜利和东北等油田共12个区块开展先导试验(表3),研究对象分为低渗透、特低渗透和水驱废弃油藏3类。

草舍油田泰州组属于低渗透油田,油藏埋深3 020 m,储层渗透率 $46 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原油粘度12.83 mPa·s,地层温度119℃,试验前地层压力32.06 MPa,CO₂与原油的最小混相压力为29.34 MPa。2005年开始CO₂驱先导试验^[14],试验区有注入井5口,采油井12口,采用连续注气方式,2013年12月结束,共注入CO₂1.25 HCPV,已累计增产原油 7.97×10^4 t,提高采收率7.89%。

胜利高89块属于特低渗透油藏,油藏埋深2 900 m,储层渗透率为 $4.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原油粘度1.59 mPa·s,油藏温度126℃,试验前油藏压力为23.2 MPa,CO₂与原油的最小混相压力为28.9 MPa。2008年开始CO₂驱先导试验,采用连续注气方式,以注入CO₂气0.33 PV,试验区累计增产原油 4.52×10^4 t,预计采收率达到26.1%。

濮城油田沙一下亚段属于水驱废弃油藏,2008年开始实施水气交替试验,试验前综合含水98.0%,水驱采出程度50.89%,注入的CO₂来自炼化厂,浓度大于90%,气水比为1.37,已实施10个井组,累计注气 10.2×10^4 t,累计增产原油8 000 t。

表3 CO₂驱先导试验项目
Table 3 Pilot test projects of CO₂ flooding

区块	注气时间 (年/月)	油藏类型	注气方式	驱动类型
胜利高89	2008/1	特低渗	连续注气	混相
濮城油田沙一	2008/12	中-高渗	气-水交替	混相
中原胡96	2010/12	低渗	连续注气	混相
中原刘侧5	2014/1	低渗	连续注气	
中原赵庄1	2014/6	低渗	连续注气	
中原新17	2013/1	低渗	连续注气	
东北DB33	2011/4	低渗	连续转气-水交替	非混相
草舍泰州	2005/12	低渗	连续注气	混相
草舍阜3	2011/12	低渗	连续注气	混相
台兴QK-111	2012/12	低渗	连续注气	近混相
张家垛张3	2013/4	超低渗	连续注气	混相
华北HH156	2013/6	致密油	气-水交替	非混相

3.2 注N₂替油技术

针对缝洞型碳酸盐岩油藏衰竭开采、水驱开发采收率低,发展了注N₂替油技术,通过重力分异产生的气顶、膨胀降粘和补充地层能量,动用“阁楼油”取得良好效果。塔河油田属于碳酸盐岩缝洞型油藏,油藏深度5 300~7 000 m,油藏温度120~140℃,油藏压力60~70 MPa,原油粘度 180×10^4 mPa·s,注水采收率14.8%。2012年开始注N₂先导试验,采用撬装、膜制氮气技术,制氮纯度达95%,采用气水混注方式控制注入压力,目前已累计注气281井次,累计产油 28.9×10^4 t。

4 微生物驱油技术

微生物驱油技术主要分内源微生物驱、外源微生物驱和生物代谢产物驱(生物表面活性剂驱)3种方式。中国石化从1995年开始微生物吞吐试验,1998年开始微生物驱先导试验,先后在7个不同类型的油藏开展了微生物驱油现场试验^[15],均见到不同程度的增产效果,已累计注菌液7 124 t,累计注入激活剂16 257 t,累计增油 19.92×10^4 t。微生物采油技术由单井吞吐、外源微生物驱发展到内源微生物驱。

1999年在胜利罗801块开展了外源微生物驱油先导试验,试验区有注入井5口,采油井13口,油藏温度75~80℃,储层渗透率 $217 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原油粘度9.8 mPa·s,地层水矿化度7 279 mg/L。菌种选用外源微生物,采用两个菌种的混合菌液,试验方案设计注入菌液0.25 PV,菌液浓度为 10^6 个/mL,采用周期注入方式。目前已注入菌液57轮,累计注入菌液1 033 t,提高采收率6.86%。

为促进内源微生物的繁殖、生长和代谢,通过引入生物竞争理论、拓宽碳氮源筛选范围,优化碳源、氮源和磷源比例,研发了高效生物激活剂,进一步提高激活效率,改善微生物驱油效果。2011年在胜利沾3块开展了内源微生物驱先导试验,试验区有注入井5口,采油井12口,油藏温度63℃,储层渗透率 $682 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,原油粘度1 885 mPa·s,地层水矿化度8 425~11 196 mg/L。设计激活剂浓度1.4%,注入量0.3 PV,采用段塞式周期注入,已累计注入微生物激活剂3 915 t,累计增油 2.03×10^4 t,预测可提高采收率5.28%。

5 结论与建议

1) 化学驱是中国石化EOR主体技术。聚合物驱和二元复合驱技术已成熟、配套,实现了规模化应用,

针对高温高盐高钙镁油藏和稠油油藏需研发新型驱油剂,进一步优化驱油体系,改善驱油效果,降低化学驱成本。

2) 热化学吞吐、蒸汽驱和热化学蒸汽驱技术实现了不同类型稠油油藏的有效开发,还需探索热采与水动力学、化学和注气等方法的组合技术,改善稠油油藏热采开发效果。

3) 以 CO_2 驱为代表的注气技术是中国石化提高采收率发展战略之一。需探索经济有效的 CO_2 流量控制和改善混相能力方法,完善 CO_2 驱油/CCS 配套技术,扩大气驱应用规模与领域。

4) 继续发展微生物驱油技术,探索生物工程与 EOR 融合的新技术。

参 考 文 献

- [1] 王友启, 聂俊, 张莉, 等. 提高采收率技术矿场应用进展与发展方向[J]. 中外能源, 2014, 19(11): 46–50.
Wang Youqi, Nie Jun, Zhang Li, et al. Field application status and development trend of EOR technology[J]. Sino-global Energy, 2014, 19(11): 46–50.
- [2] 李阳. 陆相高含水油藏提高水驱采收率实践[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 396–399.
Li Yang. Study on enhancing oil recovery of continental reservoir by water drive technology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(3): 396–399.
- [3] 李阳. 塔河油田碳酸盐岩缝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.
- [4] 计秉玉, 李彦兴. 喇萨杏油田高含水期提高采收率的主要技术对策[J]. 大庆石油地质与开发, 2004, 23(5): 47–53.
Ji Bingyu, Li Yanxing. Main technical countermeasures of enhanced oil recovery during high water cut stage in La-Sa-Xing reservoirs[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2004, 23(5): 47–53.
- [5] 王友启. 陆相特高含水油田固水提高采收率机制研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2012, 36(6): 108–112.
Wang Youqi. Research on mechanism of enhanced oil recovery using immobilizing movable water in continental extra-high water cut oil-field[J]. Journal of China University of Petroleum, 2012, 36(6): 108–112.
- [6] 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.
- [7] 孙焕泉. 胜利油田三次采油技术的实践与认识[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(3): 262–266.
Sun Huanquan. Practice and understanding on tertiary recovery in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(3): 262–266.
- [8] 王友启. 胜利油田聚合物驱后二元复合驱油体系优化[J]. 石油钻探技术, 2007, 35(5): 101–103.
Wang Youqi. Optimization of binary combination oil displacement system after polymer flooding in Shengli Oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(5): 101–103.
- [9] 孙焕泉. 聚合物驱后井网调整与非均相复合驱先导试验方案及矿场应用——以孤岛油田中一区 Ng3 单元为例[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(2): 1–4.
Sun Huanquan. Application of pilot test for well pattern adjusting heterogeneous combination flooding after polymer flooding-case of Zhongyiqu Ng3 block, Gudao oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 1–4.
- [10] 王强, 计秉玉, 聂俊. 聚合物驱油过程中不同粘度比情况下波及系数计算方法[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(3): 551–555.
Wang Qiang, Ji Bingyu, Nie Jun. Calculation methods of sweep efficiency under different viscosity ratios for polymer flooding process[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(4): 551–555.
- [11] 杨中建, 贾锁刚, 张立会, 等. 高温高盐油藏二次开发深部调驱技术与矿场试验[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(4): 681–687.
Yang Zhongjian, Jian Suogang, Zhang Lihui, et al. Deep profile correction for redevelopment of high-temperature and high-salinity reservoirs and pilot test[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(4): 681–687.
- [12] 孙建芳. 胜利郑411 区块超稠油单相渗流特征试验研究[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(6): 86–90.
Sun Jianfang. Experimental study on single phase flow in block Zheng411 of Shengli ultra heavy oil reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(6): 86–90.
- [13] 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.
- [14] 刘伟, 陈祖华. 苏北复杂断块小型油藏 CO_2 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 CO_2 Flooding in complex and fault block small reservoirs of North Jiangsu Oilfield[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2008, 30(2): 147–149.
- [15] 汪卫东. 微生物采油技术研究及试验[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(1): 107–113.
Wang Weidong. Laboratory research and field trials of microbial oil recovery technique[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(1): 107–113.

(编辑 张亚雄)