

腰西区块 CO₂ 驱地面系统优化

黄业千, 李玉凤, 谭文捷

中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京 100083

摘要 CO₂ 驱采出流体的地面集输与处理工艺是实施 CO₂ 驱提高采收率技术的重要环节。通过对采出流体及伴生气物性参数变化、集输系统适应性、联合站已建系统改造和伴生气处理等进行分析和研究, 提出了腰英台油田腰西区块开展 CO₂ 驱先导试验地面工程的优化改造方案。在已建油田开展 CO₂ 驱先导试验, 应优先开展现有系统的适应性分析, 评价利用现有设施的可行性, 尽量减少工程投资, 提高项目整体经济效益。

关键词 CO₂ 驱; 采出流体; 油水混输; 腰西区块

中图分类号 X741

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.01.004

Optimization of the ground engineering system for CO₂ flooding in Yaoxi block

HUANG Yeqian, LI Yufeng, TAN Wenjie

Petroleum Exploration and Production Research Institute, China Petroleum & Chemical Corporation, Beijing 100083, China

Abstract The gathering and processing technology for CO₂ flooding produced fluid is a key issue closely related to the technical feasibility for recovery enhancement by CO₂. An optimization and transformation program for ground engineering for CO₂ flooding pilot test in Yaoxi block of Yaoyintai oilfield has been developed based on analysis of properties of the produced fluid and associated gas, adaptability for the gathering system, existing system improvement and processing for associated gas. This paper suggested that to minimize engineering investment and improve economic benefit of the project, it is a priority to analyze the adaptability of existing systems and access the feasibility using existing facilities in CO₂ flooding pilot test at existing oilfields.

Keywords CO₂ flooding; produced fluid; oil-water mixed transfer; Yaoxi block

CO₂ 驱油是将 CO₂ 注入油层以其作为驱油剂, 利用其减少驱替阻力、降低原油黏度、促进原油体积膨胀和混相效应等特性来提高原油采收率的技术, 具有提高采收率和实现 CO₂ 减排的双重作用^[1-7]。CO₂ 驱油最早始于 20 世纪 70 年代的美国, 现已广泛应用于美国、加拿大等国家和地区, 目前全球注 CO₂ 驱油项目达 135 项, 占提高采收率增加产量的 41.28%^[8-11]。近年来, 中国在胜利、苏北、中原、吉林、长庆、大庆等油田先后开展了 CO₂ 驱油试验, 取得了一定效果^[12-14]。

腰英台油田位于松辽盆地, 是中国石化东北油气分公司的主力油田。腰英台油田目前已建有联合站 1 座, 采用加热、三相分离器脱水、大罐沉降的工艺流程。腰西区块位于腰英台油田西部, 建有接转站 1 座, 油井采出流体在接转站进行气

液分离, 经加热、加压后输送至联合站进行进一步处理。从 2009 年开始, 腰英台油田腰西区块利用附近的松南气田所产 CO₂ 开展驱油先导试验。为保证后续生产, 避免 CO₂ 采出流体对现有集输与处理设施产生影响^[15], 有必要对 CO₂ 驱后采出流体对现有系统的影响进行分析, 提出有效的应对措施, 同时对 CO₂ 驱采出流体的处理方案进行研究, 优化、改造现有工艺及设施。

1 采出流体及伴生气物性参数变化

根据腰英台油田先期开展的先导试验结果发现, 实施 CO₂ 注气后, 原油密度、黏度降低。产出流体 pH 值呈下降趋势, 一般从 9 降至 8 左右, 见气井 pH 值呈明显下降趋势, 均降

收稿日期: 2014-08-22; 修回日期: 2014-11-05

基金项目: 中国石化东北油气分公司科研项目 (G5800-12-ZS-HX053)

作者简介: 黄业千, 工程师, 研究方向为油气集输与处理, 电子邮箱: hyq.syky@sinopec.com

引用格式: 黄业千, 李玉凤, 谭文捷. 腰西区块 CO₂ 驱地面系统优化[J]. 科技导报, 2015, 33(1): 28-32.

至7左右。伴生气全组分分析资料显示,烃类组成变化不大,气井的CH₄含量随CO₂上升不断降低。而对于部分气窜井,CO₂含量可以达到85%以上,图1为实施CO₂驱后伴生气平均组分变化统计。

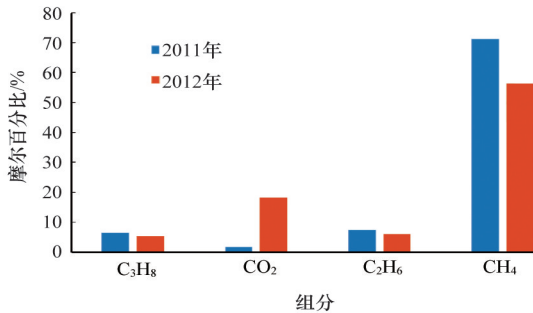


图1 CO₂驱后伴生气平均组分变化

Fig. 1 Variation of average components of associated gas before and after CO₂ flooding

为达到控制气窜、提高气驱效果及适应CO₂处理能力等目的,腰英台油田从2012年起开始分井组实施水气交替注入,注气生产的同时还保持较高注水。水气交替注入导致原油平均含水达到90%,采出流体pH值降至5.83,具有较大腐蚀性;同时根据开发方案预测指标,采用CO₂驱油后,气油比将达到205~960 m³/m³,气油比大幅上升,产气量增大,需要进一步考虑伴生气的处理;另一方面,现有集输管网的集输能力能否满足CO₂驱油后的集输需求,需要进行水力校核验算。

2 采出流体对联合站已建系统的影响及优化

2.1 腰西污水进入联合站混掺后污水pH值变化

腰英台联合站污水处理采用了生化法,活性污泥微生物的适宜pH值介于6.5~8.5。pH值降至4.5以下,污泥中原生动物将消失,絮体受到破坏,易产生污泥膨胀。当pH值大于9后,微生物代谢速率受极大的不利影响,菌胶团会解体,产生污泥膨胀。根据腰英台油田目前实际产液情况,采用HYSYS软件计算了不同含水的腰西饱和CO₂采出流体进入联合站混掺后的污水pH值(图2)。

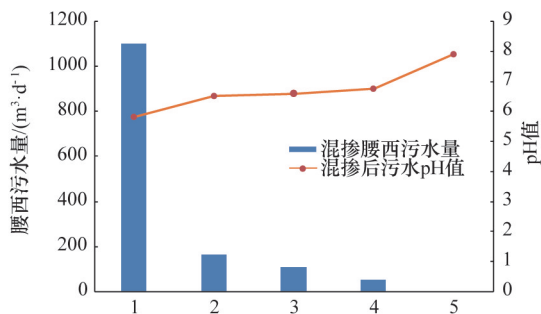


图2 不同比例腰西污水混掺联合站污水后pH值变化
Fig. 2 pH variation of combination station sewage after mixing Yaoxi sewage

由图2可以看出,165.5 m³/d的腰西含CO₂采出流体掺入联合站后,污水pH值降为6.52,已接近联合站生化法能适应的pH值最低限,为避免酸性污水对活性污泥造成不可逆转的损害,水量大于165.5 m³/d的腰西原油不能进入已建原油处理系统。

2.2 集输系统适应性分析

腰西接转站至联合站间目前已建有1条原油外输管线,管线设计压力2.5 MPa。根据腰西区块CO₂驱开发预测,年产油量在2.35×10⁴~5.03×10⁴ t/a。为了确定该管线的集输能力,采用Pipephase软件计算该管道安全输送的最小输量。在保证管道末点最低输送温度30℃的条件下,所需的最小净化油输量为9.5 m³/h,折合成年输量为7.07×10⁴ t/a,大于实际产油量,由此可见,现有管线不能满足输送净化油的要求。

而如果采用油水混输时,输送的原油量越小,保证管道安全输送所需的水量越大。在最小油量2.35×10⁴ t/a时,需要的最低水量是2.01×10⁴ m³/a,约57 m³/d,小于极限值165.5 m³/d,混掺后不会影响后续生化系统,而当油量增大时,需要的最低水量更小,结算结果如表1所示。

表1 油水混输时需要的最低水量要求

Table 1 Minimum water quantity requirement for mixed transportation

序 号	净化油/ (10 ⁴ ·a ⁻¹)	含水率/ %	最小液量/ (10 ⁴ m ³ ·a ⁻¹)	水量/ (10 ⁴ m ³ ·a ⁻¹)	起点 温度/℃	终点 温度/℃
1	2.35	47.00	5.09	2.01	60.00	30.00
2	2.78	41.00	5.42	1.77	60.00	30.10
3	3.28	35.00	5.80	1.50	60.00	30.10
4	4.05	26.00	6.29	0.98	60.00	30.10
5	4.50	21.50	6.59	0.68	60.00	30.10

2.3 工艺方案及流程路线

通过对混掺腰西污水对现有系统影响分析及集输系统水力计算结果,尽量减少CO₂采出流体对系统的影响,同时充分利用已建设施,节省工程投资,设计以下3个方案。

方案1:腰西采出流体部分脱水、污水就地处理。腰西采出流体在腰西接转站脱气、脱除大部分水后,以不影响联合站污水生化系统的低含水原油输送至腰英台联合站,利用联合站已建设施继续处理。在腰西接转站新建一套污水处理系统,处理松南气田污水和腰西脱出的污水,用于腰西注水。方案1工艺流程示意如图3所示。

方案2:腰西产出的油水混输至腰英台联合站单独处理。腰西采出流体在腰西接转站进行脱气,油水混合液混输至联合站单独处理,在联合站新建一套油、水处理系统。腰西注水用水从联合站返输。方案2工艺流程如图4、图5所示。

方案3:腰西采出流体就地处理。在腰西接转站基础上进行改扩建,腰西采出流体就地进行脱水、脱气,净化油装车

外运,污水进新建的污水处理系统处理,处理后的污水用于腰西区块注水。方案3工艺流程示意如图6所示。

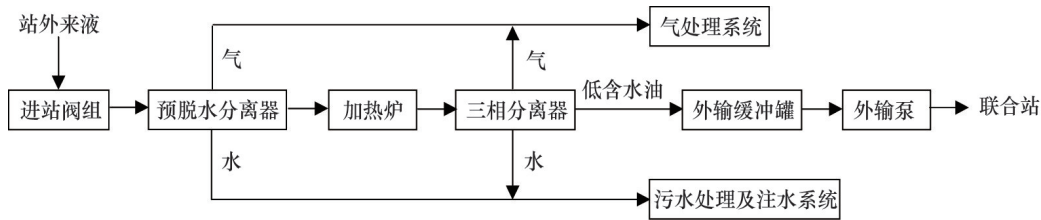


图3 方案1工艺流程示意

Fig. 3 Flow chart of case 1

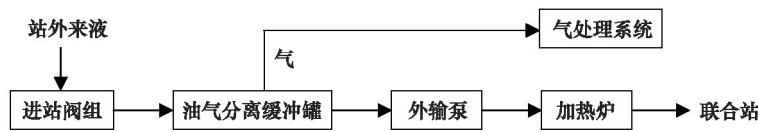


图4 方案2腰西接转站工艺流程示意

Fig. 4 Flow chart of Yaoxi transfer station of case 2

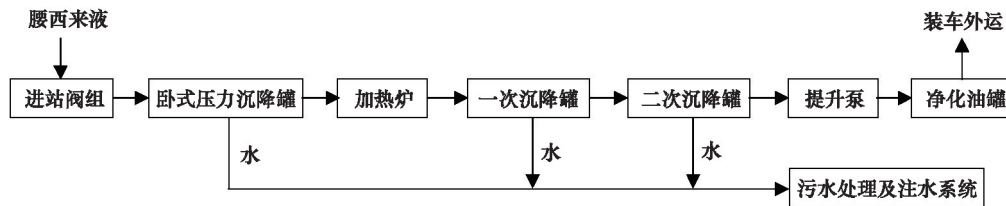


图5 方案2联合站改造工艺流程示意

Fig. 5 Process flow schematic diagram of combination station of case 2

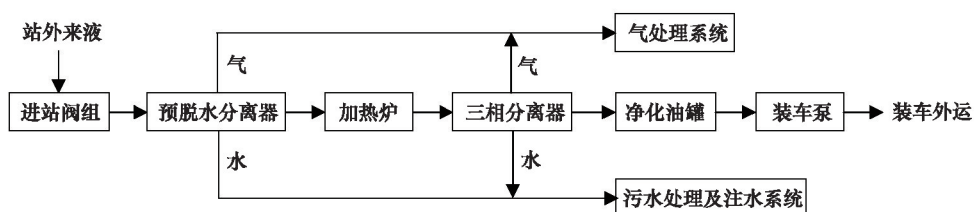


图6 方案3工艺流程示意

Fig. 6 Flow chart of case 3

2.4 方案比选

3个方案中,方案3投资最高,方案1次之,方案2投资最低,方案3比方案2高出约620万元,方案1比方案2投资高出约200万元,投资差额表如图7所示。方案3采用全新建处理系统,对现有系统影响最小,但是工期长,且现有管道无法满足输送净化油的需求,需要采用汽车拉运,增加了管理难度和运行费用;其余方案都立足于利旧改造、充分利用现有设施,方案1混输液量较低且不需要污水来回输送,因此运行费

用较低,较方案2年均减少电费约12万元,但是方案2对联合站现有生化系统的影响较小,同时充分利用了联合站已建的油罐和污水罐、污泥处理等设施,征地少,油田原油和污水集中处理,便于管理,可以充分利用站内已有管理人员和已建办公、生活场地,且相比方案1节省的投资相当于17年的输送电费。综合以上因素分析,推荐采用方案2,各方案优缺点如表2所示。

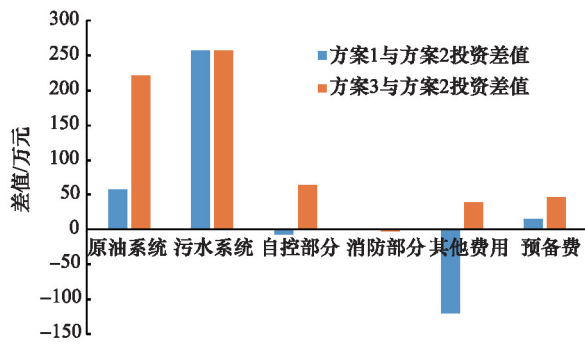


图7 3个方案各项投资差值对比
Fig. 7 Investment comparison of the three cases

表2 各方案优缺点对比

Table 2 Advantages and disadvantages of the cases

方案	优点	缺点
1	腰西接转站改造工程内容较少,腰英台联合站不需要进行相应改造	低含水原油进腰英台联合站处理,有一定的腐蚀性,有可能会对联合站设施产生不利影响
2	充分利用了腰英台联合站的已建设施,管理方便	改造工程范围较大,改造时对油田生产影响大
3	对腰英台联合站基本没有影响	腰西接转站改造工程内容较多,工程投资高、工期长;净化油需要汽车拉运,运行费用高,管理不便

3 伴生气处理

由于CO₂气驱后导致伴生气组分发生变化,各井组分差别较大,并且由于气窜的存在,使得组分的预测较为困难,同时,由于缺乏具体的产量数据,为了避免高含CO₂的伴生气对后续工艺的影响,本研究选取了CO₂组分最高的物流作为计算物流。考虑到腰英台油田附近松南气田天然气处理厂尚有可利用处理能力,为此,在设计伴生气处理工艺时,还需要考虑利用现有设施,尽量减少工程投资。

方案1:在腰西就地新建一套回收CO₂装置。由腰西接转站三相分离器分出的伴生气就地处理,在腰西新建一套CO₂回收、液化装置,CO₂液化后管输至松南CO₂回注管网,回收的烃蒸气用于站内加热炉燃气。新建腰西接转站至松南注气站处理站的液态CO₂返输管线。CO₂的回收液化工艺选择低温精馏法。低温精馏法工艺流程如图8所示。

方案2:将伴生气输送至松南气田天然气处理厂进行脱碳处理。考虑到已建成投产的松南气田集气处理站仅距腰西接转站约1.0 km,根据松南气田开发方案和现有装置处理能力,掺入腰西伴生气后,脱碳和CO₂回收液化装置最大处理量不超过其设计规模,可以满足处理腰西伴生气的需要。因

此可以将腰西区块的伴生气输送至松南气田天然气处理厂处理。为防止重烃导致甲基二乙醇胺(MDEA)发泡,考虑增设聚结式过滤分离器,其工艺流程为:三相分离器→旋风分离器→压缩机→聚结式过滤分离器→松南脱碳装置入口。

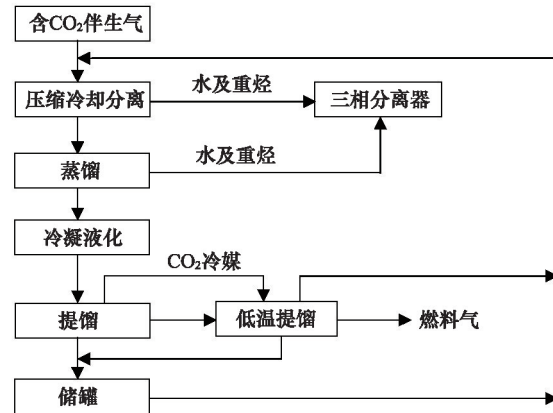


图8 低温精馏法工艺流程

Fig. 8 Flow chart of the cryogenic distillation process

方案3:直接将伴生气输送至松南气田集气处理站CO₂回收装置。由于腰西CO₂驱油产生的伴生气CO₂含量很高,考虑直接将CO₂导入回收液化装置回收处理,与MDEA再生塔出来的气体一起压缩后回收、液化。由于伴生气中含有CH₄、C₂H₆、N₂等低沸点组分,无法通过蒸馏与CO₂分离,而烃类组分的存在使CO₂液化由一元物性变为多元组分体系,改变了其相特性。经过蒸馏、提馏后的CO₂混合气的相包线如图9所示。

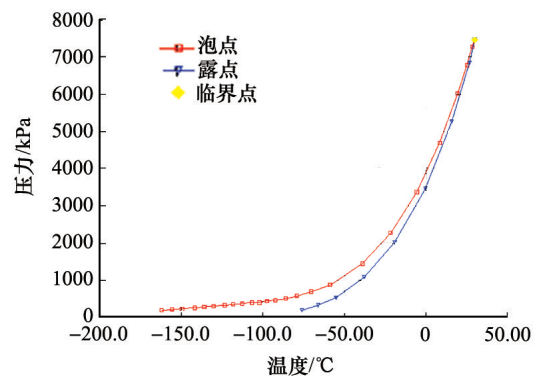


图9 CO₂混合气的相包线

Fig. 9 Phase envelope curve of CO₂ mixed gas

由图9可以看出,以计算物流的组分模拟,将伴生气直接送入松南气田天然气处理厂CO₂回收液化装置是可行的,但由于轻烃组分的存在,在松南气田CO₂液化装置设计压力下,CO₂混合气完全液化的温度比CO₂纯组分低了3.7℃,已接近松南CO₂回收装置设计液化温度。若CO₂含量降低,甲烷、乙烷、氮气等组分气体增多,CO₂完全液化的温度会进一步降低,已建的CO₂回收液化装置达不到完全液化的条件。若再

直接进入该装置,CO₂液化率降低,排除的尾气中CO₂含量增多。因此,建议伴生气中CO₂含量低于85%时,不考虑直接进入CO₂液化回收装置。

3个方案相比,方案1投资最高,方案2次之,方案3投资最低,方案2比方案3投资高出约500万元,方案1比方案3高出约1100万元。方案1新建处理设施虽然适应性强,但是工期长,投资较高;方案3流程简单,运行费用低,但对CO₂回收装置有一定影响,并且在CO₂含量低时不能进入已建装置,根据对目前伴生气组分分析,气窜导致各井伴生气组分相差很大,为了避免对CO₂回收液化装置的影响,不建议采用该方案。综合比较,推荐采用方案2,充分利用现有松南气田天然气处理厂的设备能力,减少工程投资,各方案优缺点如表3所示。

表3 各方案优缺点对比

Table 3 Advantages and disadvantages of the all cases

方案	优点	缺点
1	设备使用寿命长,适应性强,对现有设施无影响	工期长,投资较高
2	充分利用松南气田天然气处理厂的设备能力	增加了压缩机,运行费用较高,增加了管理难度;对松南气田天然气处理厂现有系统可能造成影响,易造成脱碳系统发泡
3	流程简单,运行费用低	对CO ₂ 回收装置有一定影响,并且在CO ₂ 含量低时不能进入已建装置

4 结论

1) 实施CO₂气水交替驱油后,采出流体平均含水达到90%,pH值从9下降至5.8左右,气油比达到205~960 m³/m³。

2) 对现有集输与处理系统的适应性进行分析,腰西接转站至联合站间的原油外输管线不能满足输送净化油的要求,采用油水混输时,腰西水量极限值为165.5 m³/d。

3) 对采出流体设计了部分脱水污水就地处理、油水混输至腰英台联合站单独处理以及采出流体就地处理3个方案,通过对投资、管理及对现有系统的影响等因素分析,优选了油水混输至腰英台联合站单独处理方案。

4) 伴生气采用输送至松南气田天然气处理厂进行脱碳处理,充分利用现有设施,降低工程投资。

参考文献(References)

[1] 宋新民, 杨思玉. 国内外CCS技术现状与中国主动应对策略[J]. 油气藏评价与开发, 2011, 1(1/2): 25-30.
Song Xinmin, Yang Siyu. Current situation of CCS technology at home and abroad and the positive strategy that China should adopt toward it [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2011, 1(1/2): 25-30.

[2] Khatib A K, Earlougher R C. CO₂ injection as an immiscible application for enhanced recovery in heavy oil reservoirs[C]. SPE California

Regional Meeting, Bakersfield, USA, March 25-27, 1981.

[3] Reid T B, Robinson H J. Lick creek meakin sand unitimmiscible CO₂ water flood project[J]. Journal of Petroleum Technology, 1981, 33(9): 1723-1729.

[4] John D R, Reid B G. A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO₂ process[C]. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, USA, April 3-5, 2000.

[5] 路向伟, 路佩丽. 利用CO₂非混相驱提高采收率的机理及应用现状[J]. 石油地质与工程, 2007, 21(2): 58-60.
Lu Xiangwei, Lu Peili. The mechanism and application prospect of EOR by CO₂ immiscible flooding[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2007, 21(2): 58-60.

[6] 李孟涛, 单文文, 刘先贵, 等. 超临界二氧化碳混相驱油机理实验研究[J]. 石油学报, 2006, 27(3): 80-83.
Li Mengtao, Shan Wenwen, Liu Xiangui, et al. Laboratory study on miscible oil displacement mechanism of supercritical carbon dioxide [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(3): 80-83.

[7] 吕雷, 王珂. 二氧化碳驱油在中国的发展现状及应用前景[J]. 精细石油化工进展, 2012, 13(12): 26-29.
Lü Lei, Wang Ke. Development status and application prospect of CO₂ flooding technology in China[J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2012, 13(12): 26-29.

[8] 李士伦, 周守信, 杜建芬, 等. 国内外注气提高石油采收率技术回顾与展望[J]. 油气地质与采收率, 2002, 9(2): 1-5.
Li Shilun, Zhou Shouxin, Du Jianfen et al. Review and prospects for the development of EOR by gas injection at home and abroad[J]. Oil & Gas Recovery Technology, 2002, 9(2): 1-5.

[9] Leena K. 2012 worldwide EOR survey[J]. Oil & Gas Journal, 2012, 110(4): 57-69.

[10] 王建秀, 吴远斌, 于海鹏. 二氧化碳封存技术研究进展[J]. 地下空间与工程学报, 2013, 9(1): 81-90.
Wang Jianxiu, Wu Yuanbin, Yu Haipeng. Review of the technology for sequestration of carbon dioxide[J]. Chinese Journal of Underground Space and Engineering, 2013, 9(1): 81-90.

[11] 张卫东, 张栋, 田克忠. 碳捕集与封存技术的现状与未来[J]. 中外能源, 2009, 14(11): 7-14.
Zhang Weidong, Zhang Dong, Tian Kezhong. Carbon capture and sequestration technology[J]. Sino-Global Energy, 2009, 14(11): 7-14.

[12] 杨志刚. 三次采油技术及进展[J]. 化工进展, 2011, 30: 420-423.
Yang Zhigang. Development of technology of tertiary oil recovery[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2011, 30: 420-423.

[13] 周洁. 苏北复杂小断块油田提高采收率技术应用研究[J]. 中外能源, 2013, 18(9): 31-35.
Zhou Jie. Application and research of EOR in small complex fault block of north Jiangsu oilfield[J]. Sino-Global Energy, 2013, 18(9): 31-35.

[14] 胡滨, 胡文瑞, 李秀生, 等. 老油田二次开发与CO₂驱油技术研究[J]. 新疆石油地质, 2013, 34(4): 436-440.
Hu Bin, Hu Wenrui, Li Xiusheng, et al. Research on secondary development of old oilfields and CO₂ flooding technology[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2013, 34(4): 436-440.

[15] 刘振翼, 史晓慧, 周轶, 等. 碳捕集与贮存及提高油田采收率技术现状及风险分析[J]. 安全与环境学报, 2013, 13(5): 61-64.
Liu Zhenyi, Shi Xiaohui, Zhou Yi, et al. Status and risk analysis on carbon capture storage and enhanced oil recovery[J]. Journal of Safety and Environment, 2013, 13(5): 61-64.

(编辑 田恬)