

文章编号: 1000 0747(2006) 03 0369 05

泡沫复合驱在胜利油田的应用

周国华, 宋新旺, 王其伟, 郭平, 李向良, 李雪松

(中国石化胜利油田地质科学研究所)

基金项目: 中国石化集团公司先导试验项目(P03004)

摘要: 针对胜利油区孤岛油田中二区中部 N_{g3+4} 油层和埕东油田西区油藏条件, 进行了泡沫复合驱实验研究。封堵调剖实验表明, 泡沫复合驱具有优良的封堵调剖能力, 其封堵能力随渗透率增加而增大; 气液共注时, 阻力因子随注入量增加而持续增大, 交替式注入时, 阻力因子随注入量的增加波动上升, 但随着注入量不断增加, 两种方式均能产生较好的封堵效果; 低气液比交替注入时, 封堵作用表现缓慢; 大段塞交替注入时, 封堵效果相对较弱。驱油效率实验表明, 泡沫复合驱比水驱提高采收率 20% 以上, 发泡剂对矿化度、温度及原油性质等油藏条件改变均不敏感, 适应性强。孤岛油田中二区中部 N_{g3+4} 油层实施单井试注后, 生产井增油降水效果显著, 注入井吸水剖面明显改善。图 5 表 4 参 14

关键词: 泡沫复合驱; 提高采收率; 物理模拟; 阻力因子; 气液共注; 气液交替式注入

中图分类号: TE357.4

文献标识码: A

Application of foam combination flooding in Shengli Oilfield

ZHOU Guo hua, SONG Xin wang, WANG Qi wei, GUO Ping, LI Xiang liang, LI Xue song

(Geological Scientific Research Institute, Shengli Oilfield Company Ltd., Sinopec Shandong 257015, China)

Abstract: An experimental study about polymer surfactant foam combination flooding was done in the reservoir conditions of the central part of Block 2 in central Gudao Oilfield and the western Chengdong Oilfield. The blocking ability of the flooding system rises with the increasing core permeability. The resistance factor of gas and liquid commingled injection grows with the injection rates rising while that of gas and liquid alternative injection w avily rises with the injection rates rising how ever both the methods can produce better blocking effect. When it is injected alternately with a low gas/liquid ratio, the blocking effect is generated more slowly; when it is alternately injected at big size slug, the blocking effect is worse than at small size slug. The oil recovery factor increases by over 20% than that of water flooding. The foam agent is not sensitive to salinity, temperature and oil, and has a stable displacement effect. In the field test in Gudao Oilfield, production wells got obviously increased oil with less water, and water injection wells had the input profiles greatly improved.

Key words: polymer surfactant foam combination flooding; EOR; physical simulation; resistance factor; gas and liquid commingled injecting; gas and liquid alternate injecting

泡沫驱用于提高原油采收率的研究以往集中于针对非常规油藏的蒸汽泡沫驱^[1-4]和 CO_2 泡沫驱^[5-7], 但作为常规油藏的驱替手段, 室内研究及矿场应用^[8-10] 报道都很有有限。经过 30 多年的开发, 胜利油区主力油田逐步进入高含水、特高含水期, 且随着化学驱规模的扩大, 油藏条件较好的储量越来越少, 迫切需要采用新技术、新方法提高油田采收率。泡沫复合驱体系由表面活性剂(发泡剂)、聚合物和气体组成, 具有选择性封堵作用^[11, 12], 在多孔介质中运移时其视黏度远远大于其他驱替介质^[13], 可提高波及系数, 同时体系中的表面活性剂能够乳化原油, 进而驱替出更多滞留在地层中的原油, 进一步提高采收率。通过对该体系的实验研究及现场试验, 认为对边底水活跃、非均质严重、大孔道严重的油藏, 该体系很有发展潜力。

1 室内实验

1.1 实验装置与实验方法

实验装置见图 1。实验方法: 将 DP 4 发泡剂、氮气按一定方式注入岩心, 由岩心两端的压差确定发泡剂的封堵能力。压差显著升高说明泡沫产生了有效的封堵(封堵能力用阻力因子来表示, 即发泡后岩心两端的压差与其水驱压差之比)。驱油效率实验采取双管合注合采, 用石英砂填充不锈钢管式模型(模型内径 2.5cm; 长 60cm); 长岩心驱替实验将岩心换成玻璃珠填充的长细管模型(模型内径 4.5cm, 长 600cm), 渗透率 23D。

1.2 室内实验结果与讨论

1.2.1 泡沫复合驱体系封堵调剖性能影响因素

泡沫复合驱体系封堵调剖能力与注入方式、气液

比、交替段塞大小有密切的关系,研究这些因素的影响规律,对现场试验的注入方案设计起着重要的作用。

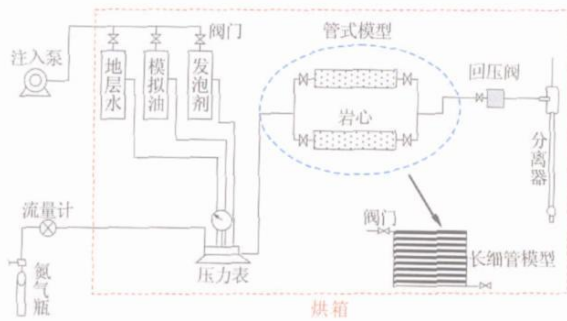


图1 物理模拟实验流程图

1.2.1.1 渗透率

实验表明,泡沫的封堵能力(阻力因子)随渗透率的增大而增大,在油藏中表现为渗透率越高调剖能力越强(见图2a)。

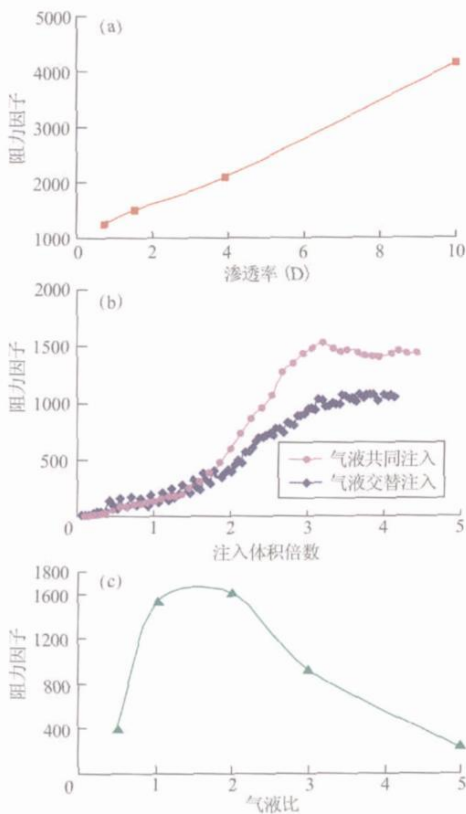


图2 不同因素与阻力因子的关系曲线

其原因可能是:①宏观上,低渗岩心的孔隙较小,流体真实流速(或剪切速率)较大,因此其真实视黏度要比高渗岩心的低;②微观上,岩心中单个气泡表面在运移方向上覆盖的孔隙越多,其运移的前缘突破阻力越小,因此在低渗岩心中,由于气泡前缘阻力引起的流

动阻力要比高渗岩心中小。

不同渗透率的模型其基础压差随渗透率降低而增大,因此高渗透率模型所对应的封堵压差比低渗透率模型的封堵压差要低(见表1)。

表1 不同模型基础压差与平衡压差统计表

渗透率 (mD)	基础压差 (kPa)	平衡压差 (kPa)	注入体积倍数 (PV)
10 000	0.275	1110	3.21
3 960	0.655	1310	3.94
1 500	2.000	3030	3.24
730	3.255	4080	4.99

注:基础压差为水驱压差;平衡压差为注发泡剂后所形成的稳定压差

1.2.1.2 注入方式

气液注入方式通常有两种:气液共同注入(即在注入岩心前相遇发泡,然后再进入岩心);气液交替注入,在岩心内形成泡沫。设定气液比为1:1,采取两种注入方式进行对比实验。由图2b可见,交替式注入产生的阻力因子随着注入量的增加波动上升,气液共同注入产生的阻力因子随注入量增加而持续增大,当注入体积倍数大于2PV以后,气液共注比交替式注入产生的阻力明显偏高。分析认为,在两种方式的注入初始阶段,泡沫在岩心中都要经历一个产生、破灭的过程,因此在初始阶段阻力因子表现出相似的注入特征;由于共注方式产生的泡沫是连续的,交替式注入产生的泡沫是不连续的,因此交替式注入的封堵强度会出现交错上升的现象,但是随着注入量不断增加,产生的泡沫量也逐渐增加,交替式注入的封堵效果仍呈增强趋势。

实验结果表明,两种注入方式各有优点。现场应用时,可视具体情况灵活选用。若油藏注入能力强,可采用气液共注方式,反之则应采取交替式注入。两种方式最终均能达到封堵高渗透大孔道、扩大波及体积、提高驱油效率的目的。

1.2.1.3 气液比

无论气液共同注入还是交替式注入,注入体系中气体与液体的体积比(气液比)都将显著影响注入效果,在石英砂填充模型上分别做了5种气液比(0.5:1, 1:1, 2:1, 3:1, 5:1)的注入效果实验,研究了气液比与阻力因子间的关系(见图2c)。实验表明,阻力因子先是随气液比增加而增加,增至最大值(在气液比为1:1至2:1之间存在一个最大值)后开始随气液比增加而逐渐降低。这是因为,气液比增加到一定值后,体系中气体比液体的推进速度快,气液混合不充分,无法建立稳定且较大的压差。

在现场注入过程中,由于受设备耐压能力的限制,

无法实现高气液比条件下的注入,甚至在气液比为1:1时也不易控制试验正常进行,只能采取低气液比注入。在长岩心模型上做了一组低气液比(气液比分别为0.5:1和1:1)注入效果实验,采取交替式注入。由图3a可见,气液比为1:1时,模型两端压差上升速度快,达到最高压差所需注入体积倍数小;二者最高压差绝对值差别不大。后续水驱初期封堵压差下降速度较快,以后逐渐减缓,实验结束时模型两端压差基本一致。分析认为,当气液比较低时,气体在模型中扩散速度相对较慢,因而泡沫的封堵压差上升较为滞后。两种气液比最终的封堵效果一致,说明在实验条件范围内这两种气液比对驱替效果影响不大。

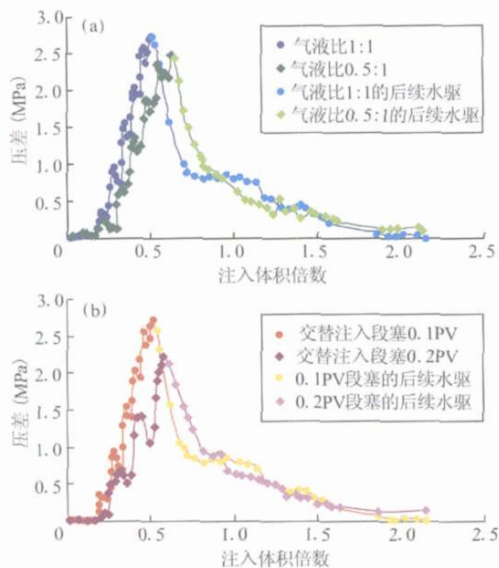


图3 封堵压差与注入体积倍数的关系曲线

1.2.1.4 交替注入段塞尺寸

在长岩心模型上进行小段塞(0.05PV 气体+0.05 PV 液体)交替注入和大段塞(0.1PV 气体+0.1PV 液体)交替注入效果实验,气液比为1:1。由图3b可见,在注入泡沫段塞总量相等的条件下,采用小段塞交替注入时,模型两端产生的最大压差是大段塞交替注入时最大压差的1.22倍,说明采用小段塞交替注入时泡沫的封堵效果更好。这是因为在气液交替注入过程中,只有气液充分接触,才能产生泡沫,而大段塞交替注入时气体与起泡剂溶液混合程度没有小段塞的充分,叠加的结果是前者产生的泡沫没有后者丰富,导致整个体系封堵能力略有下降。在后续水驱阶段二者动态特征基本一致,都能在较长时间内保持一定的压差,说明泡沫在多孔介质中的稳定性较好。

1.2.2 泡沫复合驱体系驱油能力

研究了水驱 泡沫复合驱和水驱 聚合物驱 泡沫复合驱两种驱油体系的驱油能力,实验数据见表2,并对气液混注与交替式注入进行了比较(见表3)。

一般来讲,室内聚合物驱实验可提高采收率16%左右(聚合物驱替段塞为0.3PV),而泡沫复合驱仍能使聚合物驱后的采收率提高10%,使水驱后的采收率提高21.5%。由表2可见,泡沫复合驱使非均质模型低渗管的残余油动用程度大大提高,说明在有大孔道及非均质性较严重的油藏条件下,泡沫复合体系具有优良的封堵调剖性能,在聚合物驱后仍有较强的驱油能力。

气液混注比交替注入的驱油效率高,前已述及这是由于混注产生的封堵能力更强所致。但受现场工艺条件限制,很难实现气液混注而常常采用交替式注入。

表2 不同驱替方式驱油能力统计表

驱替体系	实验模型	空气渗透率 (mD)	水驱采出程度 (%)	聚合物驱		泡沫复合驱		采出程度 (%)	采出程度提高幅度 (%)
				注入段塞组分	段塞尺寸	注入段塞组分	段塞尺寸		
水驱 泡沫复合驱	低渗管	0.99	17.8			0.18%3530s	0.3 PV	40.63	22.83
	高渗管	2.39	52.13			+0.5%泡沫剂		72.13	20.00
	合计	1.69	34.8					56.3	21.5
水驱 聚合物驱 - 泡沫复合驱	低渗管	1.06	23.5	0.18%3530s	0.3 PV	0.18%3530s	0.3 PV	55.6	32.1
	高渗管	2.37	50.6			+0.5%泡沫剂		74.9	24.3
	合计	1.72	37.2					65.4	28.2

注: 采出程度提高幅度是相对水驱采出程度而言

表3 不同驱油方式驱油能力统计表

驱油方式	提高采收率 (%)		
	第一段塞	第二段塞	第三段塞
气液交替注入	17.9 (0.7PV)		
气液混注	18.0 (0.4PV)	7.0 (0.3PV)	8.7 (0.3PV)
聚合物驱	14.4 (0.4PV)	1.7 (0.3PV)	

注: 括号内数据为段塞尺寸

由表3可见,泡沫复合驱的驱油能力与注入段塞尺寸在一定范围内呈线性关系,而聚合物驱在注入段塞大于0.4PV后,其采收率提高幅度变化不大,说明在聚合物驱后的油藏中实施泡沫复合驱大有潜力。

在用埕东油砂填充的非均质模型上,改变油水条件及实验温度,体系的驱油能力未受影响,由图4可

见,水驱至含水率达 100%(采出程度 35.8%)时转为泡沫复合驱,注入段塞尺寸为 0.3PV,最终采出程度为 62.26%,采收率提高幅度达 27.46%(OOIP)。实验结果还表明,DP 4 起泡剂对温度、地层水矿化度及原油性质均不敏感,适应性较强。

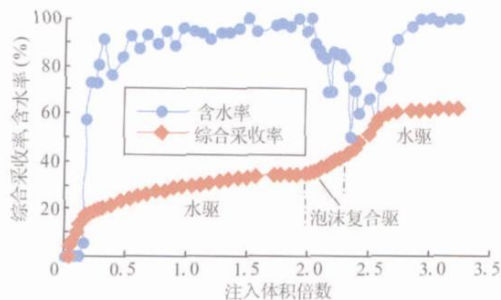


图4 油砂填充非均质模型驱油能力曲线

以上实验说明,泡沫复合驱体系在水驱和聚合物驱后的常规油藏中均有较强的封堵能力,对非均质性较严重及含水较高的油藏也不失为可以尝试的方式。

2 矿场试验

2.1 单井试验区概况

选取孤岛油田中二区中部聚合物驱单元 28 8 井作为泡沫驱试验井(注入井)。该井注入 3 个小层(Ng_3^3 、 Ng_4^2 、 Ng_4^4),受效油井共 12 口,于 2002 年 1 月开始转入聚合物驱,距离 28 8 井最近的油井产出液于 2002 年 9 月监测到聚合物,2002 年 9 月、10 月该油井产出液中监测到的聚合物浓度分别为 890mg/L、1100mg/L。另外两口油井的产出液于 2003 年也监测到聚合物,产出液中出现聚合物后油井产油量下降,综合含水率上升至 94%。

2.2 泡沫复合驱试验效果

2.2.1 生产井降水增油效果显著

2003 年 4 月 24 日开始注入聚合物和泡沫剂的前置段塞;同年 5 月 4 日开始注氮气,由于气液混注压力较高,而泵压较低,注不进水,改为气液交替注入。至 2004 年 3 月 25 日试验结束,累计注入氮气 114.2 万 m^3 (标准状态),聚合物干粉 57.4t,泡沫剂 274.3t。生产井综合含水率及日产油量变化见图 5。生产井在泡沫复合驱后 3month 开始见效,日产油量由试验前的 75.1t 增加到 151.8t,综合含水率由试验前的 93.9% 下降到 88.1%,累计增产原油 1.1 万 t。

2.2.2 注入井吸水剖面得到改善

注水和注聚合物时,28 8 井 Ng_3^3 层和 Ng_4^4 层基本不吸水,主要是 Ng_4^2 层吸水, Ng_4^2 层相对吸水量在

92%以上(见表 4)。2003 年 4 月实施泡沫复合驱后, Ng_4^4 层相对吸水量明显增加, Ng_4^2 层吸水量减少,由表 4 可见, Ng_4^4 层相对吸水量最高达到 53.17%(见表 4),反映泡沫复合驱系具有较强的调剖能力。

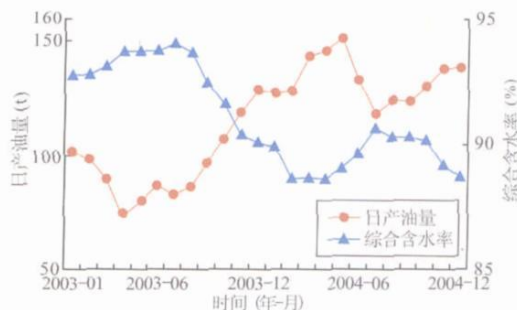


图5 生产井生产动态曲线

表4 28 8 井相对吸水量统计表

小层	井段深度 (m)	水驱	聚合 物驱 结束	相对吸水量(%)				
				泡沫复合驱*				
				2003 -06	2003 -08	2003 -12	2004 -02	2004 -04
Ng_3^3	1193.0~1196.4	0	1.37	0.73	3.78	0.01	5.58	3.87
Ng_4^2	1216.5~1228.6	100	92.56	58.14	79.57	69.58	65.58	42.95
Ng_4^4	1243.1~1252.3	0	6.08	41.13	16.65	30.41	28.83	53.17

注: *不同日期(年月)测试结果

3 结论

泡沫复合驱室内实验研究表明^[4],泡沫复合驱具有较强的调堵能力,在油藏非均质条件下,能够选择性封堵高渗大孔道,即使在残余油存在的条件下,仍能发挥其扩大波及体积、进一步提高采收率的能力。本研究的现场实施方案中气液比、注入方式、段塞尺寸的设计均参照了室内研究结果。现场操作过程中,通过调整注入方式(采取气液交替式注入)实现了正常注入,通过调整气液比有效地控制了气窜。矿场试验取得了较好的效果,证明泡沫复合驱是一种有发展潜力的驱替方式。

参考文献:

- [1] Elson T D, Marsden Jr S S. The effectiveness of foaming agents at elevated temperatures over extended periods of time [A]. SPE 7116, 1978.
- [2] Chiang Jin C, Sawyal Subir K, Castanier Louis M, et al. Foam as a mobility control agent in steam injection processes [A]. SPE 8912, 1980.
- [3] Ploeg J F, Duerksen J H. Two successful steam/foam field tests, Sections 15A and 26C, Midway Sunset Field [A]. SPE 13609, 1985.
- [4] Koninklijke, Pino H, et al. Application of steam foam in the Tia

- Juana Field, Venezuela: Laboratory tests and field results[A]. SPE /DOE 14905, 1986.
- [5] Monadi Araghi A, Johnston E L, Zornes D R, et al. Laboratory evaluation of surfactants for CO₂ foam applications at the South Cowden Unit[A]. SPE 37218, 1997.
- [6] Martin F D, Heller J P, Weiss W W, et al. CO₂ foam field verification pilot test at Evgau injection project phase I: project planning and initial results[A]. SPE 24176, 1992.
- [7] Yaghoobi Hossein. Laboratory investigation of parameters affecting CO₂ foam mobility in sandstone at reservoir conditions[A]. SPE 29168, 1994.
- [8] 贾忠盛, 潘丰富, 王滨玉. 大庆油田烃气非混相驱矿场试验[J]. 石油勘探与开发, 1997, 24(1): 39-41. (JIA Zhong sheng, PAN Yan fu, WANG Bin yu. A pilot test of natural gas immiscible flooding in Daqing Oil Field[J]. Petroleum Exploration and Development, 1997, 24(1): 39-41.)
- [9] WANG De min, CHENG Jie cheng, YANG Zhen yu, et al. Successful field test of the first ultra low interfacial tension foam flood[A]. SPE 72147, 2001.
- [10] 赵长久, 麻翠杰, 杨振宇, 等. 超低界面张力泡沫体系驱先导性矿场试验研究[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(1): 127-130. (ZHAO Chang jiu, MA Cui jie, YANG Zhen yu, et al. Pilots of ultra low interfacial tension foam flooding[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(1): 127-130.)
- [11] 廖广志, 李立众, 孔繁华, 等. 常规泡沫驱油技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999. (LIAO Guang zhi, LI Li zhong, KONG Fan hua, et al. Common foam displacing oil technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.)
- [12] 杨承志, 黄琰华, 刘彦丽, 等. 泡沫驱油过程中起泡剂分配方式的研究[J]. 石油勘探与开发, 1985, 12(3): 57-64. (YANG Cheng zhi, HUANG Yan hua, LIU Yan li, et al. A laboratory study on partitioning of foamer in the foam flooding[J]. Petroleum Exploration and Development, 1985, 12(3): 57-64, 67.)
- [13] 佟曼玉. 油田化学[M]. 东营: 石油大学出版社, 1996. (TONG Man yu. Oilfield chemistry[M]. Dongying: University of Petroleum Press, 1996.)
- [14] 王其伟, 曹绪龙, 周国华, 等. 泡沫封堵能力试验研究[J]. 西南石油学院学报, 2003, 25(6): 40-42. (WANG Qi wei, CAO Xu long, ZHOU Guo hua, et al. Experimental study of foam blocking ability[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2003, 25(6): 40-42.)

第一作者简介: 周国华(1974), 女, 山东潍坊人, 硕士, 中国石化胜利油田地质科学研究院工程师, 主要从事三次采油提高采收率技术研究。地址: 山东省东营市东营区聊城路3号, 胜利油田地质科学研究院, 邮政编码: 257015; 电话: (0546)8715485。E-mail: slzgh@sina.com

收稿日期: 2005 12 23 修回日期: 2006 03 09

(编辑 唐金华 绘图 付改荣)

(上接第 359 页)

- [7] Masao Sakai, Akira Matsuka, Taichi Komura, et al. Application of a new PCR primer for terminal restriction fragment length polymorphism analysis of the bacterial communities in plant roots [J]. Journal of Microbiological Methods, 2004, 59(1): 81-89.
- [8] Brian J Clement, Lucia E Kehl, Kristin L DeBord, et al. Terminal restriction fragment patterns (TRFPs), a rapid, PCR based method for the complex bacterial communities[J]. Journal of Microbiological Methods, 1998, 31(3): 135-142.
- [9] 程海鹰, 王修林, 徐登霆, 等. 内源微生物提高采收率实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(1): 91-94, 110. (CHENG Hai ying, WANG Xiu lin, XU Deng ting, et al. Experiments on EOR employing indigenous microorganism[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(1): 91-94, 110.)
- [10] 程海鹰, 肖生科, 汪卫东, 等. DGGE 方法在内源微生物驱油研究中的应用[J]. 石油学报, 2005, 26(6): 82-85. (CHENG Hai ying, XIAO Sheng ke, WANG Wei dong, et al. Application of DGGE method to study oil recovery using indigenous microorganisms[J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(6): 82-85.)
- [11] Koji Nagashima, Takayoshi Hisada, Maremi Sato, et al. Application of new primer enzyme combinations to terminal restriction fragment length polymorphism profiling of bacterial populations in human feces [J]. Applied and Environmental Microbiology, 2003, 69(2): 1251-1262.
- [12] Bock J B, Kampfer P, Bosecker K, et al. Isolation and characterization of heterotrophic, aerobic bacteria from oil storage caverns in northern Germany [J]. Appl. Microbiol. Biotechnol, 1994, 42(4): 459-463.
- [13] 闵航. 厌氧微生物[M]. 杭州: 浙江大学出版社, 2002. 195-215. (MIN Hang. Anaerobic microbiology[M]. Hangzhou: Zhejiang University Press, 2002. 195-215.)
- [14] Gerard Muyzer. DGGE/TGGE: a method for identifying from natural ecosystem[J]. Current Opinion in Microbiology, 1999, 2(3): 317-322.

第一作者简介: 程海鹰(1975), 男, 陕西长武人, 中国海洋大学化学化工学院博士研究生, 从事提高采收率研究。地址: 山东省青岛市, 中国海洋大学化学化工学院, 邮政编码: 266003。E-mail: chenghaiying25@163.com

收稿日期: 2005 03 10 修回日期: 2006 02 20

(编辑 单东柏 绘图 李秀贤)