

◀“863”计划专栏▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2010.06.002

不同注气方式及岩心材料条件下的微生物 驱油效率研究

张静楠¹ 董汉平² 俞理² 李荣华³

(1. 中国科学院渗流流体力学研究所,河北廊坊 065007;2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院,河北廊坊 065007;3. 中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院,新疆 克拉玛依 834000)

摘要:为了促进规范的微生物驱油物理模拟试验方法的形成,在分析国内外内源微生物物理模拟驱油试验的基础上,采用克拉玛依试验区块的矿场原油、地层水和注入水,模拟试验区块的地层条件(油层温度、孔隙度、渗透率、剩余油饱和度等),进行了内源微生物驱油物理模拟试验,讨论了注气方式、岩心材料两方面因素对试验结果的影响,对不同注气方式、不同岩心材料条件下的驱油效率进行了检测,分析了注气方式和岩心材料对提高原油采收率的影响。结果表明:不同的注气方式对采收率提高幅度具有一定影响,与采用状态方程计算空气量的注气方式相比,常压下计量空气量的注气方式采收率提高幅度稍大;不同岩心材料下的采收率提高幅度不同,其中河道砂填砂模型与人造胶结岩心采收率提高幅度相差不大,石英砂填砂模型采收率提高幅度最大,人造烧结岩心采收率提高幅度最小。通过内源微生物驱油试验,认识了两种注气方式及不同岩心对提高采收率的影响,为进一步深入研究内源微生物采油技术奠定了一定的基础。

关键词:微生物采油;物理模拟;岩心;注气方式;提高采收率;实验室试验

中图分类号:TE357.4 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2010)06-0005-06

Effect of Gas Injection Mode and Core Sample on Micro-Organism Flooding Experiment

Zhang Jingnan¹ Dong Hanping² Yu Li² Li Ronghua³

(1. Research Institute of Porous Flow & Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang, Hebei, 065007, China; 2. Langfang Branch of the Research Institute of Exploration and Development, CNPC, Langfang, Hebei, 065007, China; 3. Research Institute of Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, CNPC, Karamay, Xinjiang, 834000, China)

Abstract: Based on the analysis physical simulation experiment on endogenous micro-organisms in the home and abroad, endogenous microbial flooding physical simulations were conducted using crude oil, formation water and injection water from Karamay Oilfield under the in-situ condition (formation temperature, porosity, permeability, residual oil saturation, etc.), in order to promote standardized experimental method on microbial flooding simulation. The impacts of gas injection methods and core material were discussed. Oil displacement efficiency under different gas injection methods and core material were examined. Their impacts on oil displacement were analyzed. Through endogenous microbial flooding experiments, the impacts of two different gas injection methods and different core sample on oil recovery were obtained which laid a foundation for further study of the endogenous microbial enhanced oil recovery technology.

Key words: micro oil recovery; physical analog; core; gas injection method; enhance oil recovery; laboratory testing

1 概述

内源微生物驱油技术是指通过分析油藏内部的内源微生物群落,选择性激活油藏内部的有益微生物,然后利用内源微生物及其代谢产物对原油、岩石

收稿日期:2010-07-30;改回日期:2010-09-29

基金项目:国家高技术研究发展计划(“863”计划)项目“内源微生物采油技术研究”(编号:2009AA063504)部分研究内容

作者简介:张静楠(1984—),女,河南濮阳人,2004年毕业于石油大学(北京)石油工程专业,在读硕士研究生。

联系方式:(010)69213741,zjn1122@gmail.com

和水的作用来提高水驱效率,以提高油藏最终采收率^[1]。在相同条件下,内源微生物比外源微生物更能适应油藏的极端环境,具有更高的代谢活性,同时由于其成本更低、工艺简单等优势,使内源微生物采油技术越来越受到重视,逐渐成为目前微生物采油技术领域较为活跃的研究方向^[2]。试验证实,室内物理模似条件下,利用内源微生物采油采收率可提高 5%~15%^[3-5]。目前国内多个油田进行过的矿场试验都表明^[6-7],内源微生物采油在油田现场取得明显效果,分析认为其原因是非常复杂的,原因之一在于国内外对微生物采油研究所采用的仍是化学驱物理模拟评价手段。但实际上与化学驱相比,微生物驱具有作用成分复杂、受影响因素更多、驱油剂主体具有生命特征、驱油剂在油藏内发生变化及驱油剂作用有微观效应等明显差异^[8-11],由此导致目前的微生物驱油物理模拟试验无法正确指导现场试验。

为了更深入地探索微生物驱油物理模拟研究中可能存在的问题,笔者调研了国内微生物驱油物理模拟试验方法及条件,认识到目前微生物驱油物理模拟试验方法及条件均没有统一的标准,其中在安全注气方法方面尤为参差不齐且多被忽略;而在最为基础的岩心材料方面则采用填砂模型、胶结岩心等,所用砂子为石英砂或河道砂,很少考虑各岩心之间的区别。为此,笔者从注气方式和岩心材料两方面着手,模拟激活内源微生物采油,分析了不同条件对采收率的影响。

2 试验材料与试验步骤

采用 4 种岩心材料、2 种注气方式及相同的营养液,分别进行了 5 组驱油试验,目的是测定注气方式和岩心材料对采收率的影响。

2.1 试验材料及条件

试验用流体:试验用油为克拉玛依试验区块的脱水原油,20 ℃下的黏度为 417 mPa·s;试验用地层水为处理后的油井产出水;驱替注入水为注水站出口的水。

试验用剂:LFC,注入气体为空气(根据克拉玛依试验区块的气液比优化试验,确定常温常压下的气液比为 1:1)。

试验温度为 20 ℃。培养时间为 10 d。

试验装置:高温高压驱油装置,计量泵,真空泵,

恒温培养箱,中间容器等。

2.2 试验步骤

试验的基本步骤为:制备岩心;水驱油;计算水驱采收率;注营养液、注气;后续水驱,计算采收率提高的幅度。

2.2.1 物理模型的准备

制备岩心,抽真空加压饱和地层水,测量孔隙度和渗透率;油驱水形成束缚水饱和度状态,驱替速度由 0.2 mL/min 逐渐增大,驱替至含油饱和度达 75% 左右。

采用 4 种岩心材料的岩心,分别为河道砂填砂模型、石英砂填砂模型、人造胶结岩心及人造烧结岩心。河道砂填砂模型采用长 30 cm、内径 3.64 cm 的模型管,采用的砂样是经冲洗烘干后的河道砂,其磨圆度与油藏岩心的磨圆度接近,经过筛析后参照油藏渗透率及油层岩石的粒径分布,确定配比及压实压力,混和少量地层水按一定比例混合均匀后,用压力机压实装填制成。限于模型管数量,石英砂填砂模型采用长 20 cm、内径 2.5 cm 的模型管,参照油藏渗透率及油层岩石的粒径分布,确定石英砂粒径的配比,将干砂振荡填制而成。人造岩心直径 3.8 cm、长 30 cm 左右,其中胶结岩心用河道砂和环氧树脂(E-44)采用增韧剂、固化剂粘合而成,具有中性偏亲油的润湿性质^[12]。各模型具体参数见表 1。

2.2.2 水驱油,计算水驱采收率

结合水驱速度和井组日注水量考虑试验持续时间,直径为 3.80 cm 或 3.64 cm 的模型选择 1 mL/min 的注水量,直径为 2.50 cm 的模型选择 0.5 mL/min 的注水量,驱替至含水率达到 98%。

水驱开始后,用秒表计时,在岩心出口端连接油水分离计量装置,按一定的时间间隔计量油水量,从而计算出水驱采收率。

2.2.3 注营养液及注气

采用水驱速度一次性连续注入 0.2 倍孔隙体积营养液。试验采用两种注气方式:常压下计量空气量的注气方式,即中间容器连接相应容量的塑料管,管中即为空气,将中间容器中液体泵入塑料管,通过塑料管观察气液界面,界面到达岩心入口端即注入了定量空气,流程见图 1;应用理想气体状态方程计

表1 4种材料岩心模型的参数
Table 1 Physical parameters of the four different cores

| 模型类型 | 岩心号 | 长度/cm | 直径/cm | 孔隙体积/mL | 孔隙度, % | 渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$ | 束缚水饱和度, % | 备注 |
|---------|------|-------|-------|---------|--------|------------------------------|-----------|---------------------|
| 河道砂填砂模型 | C-1 | 30.0 | 3.64 | 98.5 | 31.6 | 193.8 | 25.4 | 常压计量注气 ^① |
| | C-2 | 30.0 | 3.64 | 103.8 | 33.3 | 187.1 | 35.5 | 常压计量注气 |
| | C-3 | 30.0 | 3.64 | 100.5 | 32.2 | 202.8 | 24.8 | 方程计算注气 ^② |
| | C-4 | 30.0 | 3.64 | 101.4 | 32.5 | 189.3 | 26.6 | 方程计算注气 |
| | C-5 | 30.0 | 3.64 | 113.6 | 36.4 | 739.6 | 25.2 | 常压计量注气 |
| | C-6 | 30.0 | 3.64 | 114.7 | 36.8 | 728.4 | 23.5 | 常压计量注气 |
| | C-7 | 30.0 | 3.64 | 115.3 | 37.0 | 686.8 | 23.6 | 不注气 |
| | C-8 | 30.0 | 3.64 | 117.6 | 37.7 | 649.6 | 25.0 | 不注气 |
| 烧结岩心 | F-7 | 29.6 | 3.80 | 76.9 | 22.9 | 458.1 | 23.3 | 常压计量注气 |
| | F-10 | 29.8 | 3.80 | 77.0 | 22.8 | 456.4 | 23.9 | 不注气 |
| 胶结岩心 | J-10 | 29.0 | 3.80 | 78.8 | 24.0 | 418.0 | 33.8 | 常压计量注气 |
| | J-16 | 28.5 | 3.80 | 75.3 | 23.1 | 665.9 | 25.5 | 不注气 |
| | J-20 | 29.1 | 3.80 | 70.6 | 21.4 | 415.4 | 25.9 | 不注气 |
| | J-28 | 28.7 | 3.80 | 70.9 | 21.9 | 682.8 | 22.9 | 常压计量注气 |
| | J-37 | 27.8 | 3.80 | 71.1 | 22.6 | 677.9 | 25.6 | 常压计量注气 |
| | J-46 | 28.9 | 3.80 | 78.1 | 23.8 | 659.6 | 26.2 | 不注气 |
| 石英砂填砂模型 | D-1 | 20.0 | 2.50 | 77.0 | 22.8 | 456.4 | 23.9 | 常压计量注气 |
| | D-2 | 20.0 | 2.50 | 76.9 | 22.9 | 458.1 | 23.3 | 不注气 |

注:①指采用常压下计量空气量的注气方式;②指采用应用理想气体状态方程计算空气量的注气方式;下同。

算空气量的注气方式,即计算出容纳所需气体量的压力后,保持该压力,然后用手动泵注入气体,流程见图2。

式;而状态方程计算空气量的注气方式采用保持模型出口端打开,注入全部空气的方式。

2.2.4 后续水驱,计算采收率提高幅度

室温下培养10 d以后,开始后续水驱,驱替速度与水驱油时相同,驱替至含水率达到98%,根据水驱采收率计算采收率提高幅度。

3 试验结果及分析

3.1 不同注气方式

3.1.1 试验结果

利用4组渗透率为 $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右的河道砂模型,进行了2种注气方式试验。注入激活剂和空气,注气方式为2组常压下计量空气量、2组应用理想气体状态方程计算空气量。

试验操作过程表明,常压计量的注气方式比方程计算操作较为简便,试验结果见图3(岩心C-1、C-2采用常压下计量空气量的注气方式,岩心C-3、C-4采用理想气体状态方程计算空气量的注气方式)。由图3可知,常压下计量空气量与应用理想气体状态方程计算空气量两种注气方式对采收率提高幅度

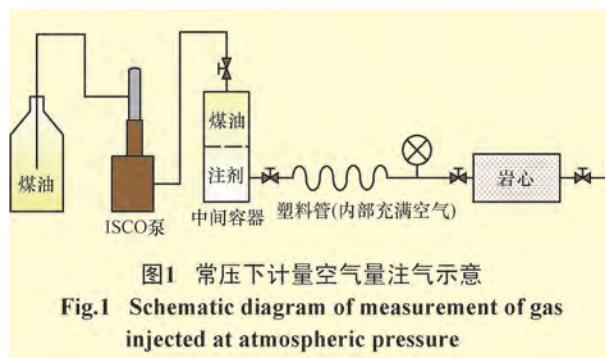


图1 常压下计量空气量注气示意

Fig.1 Schematic diagram of measurement of gas injected at atmospheric pressure

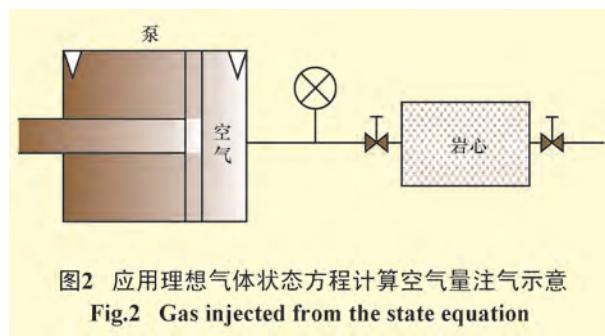


图2 应用理想气体状态方程计算空气量注气示意
Fig.2 Gas injected from the state equation

同时因安全需要为防止压力过高,常压下计量空气量的注气方式采用先保持模型出口端打开,注入一半量的空气后关闭出口端,再注剩余空气的方

都有一定的影响,前一种注气方式下采收率提高幅度分别达到7.2%、8.2%,均略大于后一种注气方式下的采收率提高幅度(6.5%、5.9%)。

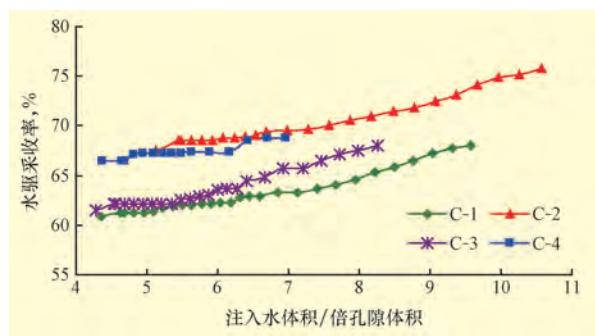


图3 不同注气方式采收率曲线

Fig.3 Recovery curves at different gas injection mode

3.1.2 结果分析

不同注气方式下,压力随注入体积的变化曲线见图4。图4中岩心C-1、C-2、C-3、C-4采用的注气方式同图3。

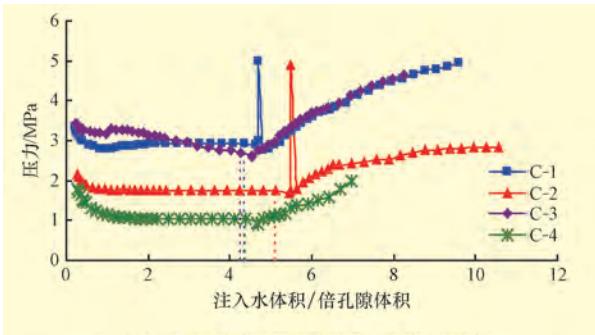


图4 不同注气方式下的压力变化曲线

Fig.4 Pressure change curves at different gas injection mode

由图4可知:常压下计量空气量的注气方式下,岩心C-1、C-2的压力曲线趋势基本一致,能精确计量注入空气量且能稳定地控制压力;而应用理想气体方程计算空气量的注气方式下,由于该注气方式未考虑空气的压缩因子、影响注入气量计量的准确性、注气量体积变化导致试验中压力变化稳定性差影响了驱油的波及面积,致使采用该种注气方式的采收率提高幅度比常压下计量空气量的注气方式时小。因此,采用常压计量空气量的注气方式不但操作较简便,而且更可靠。

3.2 不同岩心材料

3.2.1 试验结果

试验首先利用渗透率为 $700 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的4组河道砂模型与4组胶结岩心,比较了两种岩心在

注气和不注气条件下采收率的提高幅度。试验结果表明,注气条件下(如图5(a)所示),河道砂填砂模型C-5和C-6的采收率分别提高10.0%和12.5%,胶结岩心J-28和J-37采收率分别提高10.6%和11.5%;不注气条件下(如图5(b)所示),河道砂填砂模型C-7和C-8的采收率分别提高8.6%和9.0%,胶结岩心J-46和J-16采收率分别提高8.7%和9.4%。从图5可以看出,在注气或不注气条件下,两种岩心采收率提高幅度均相差不大。

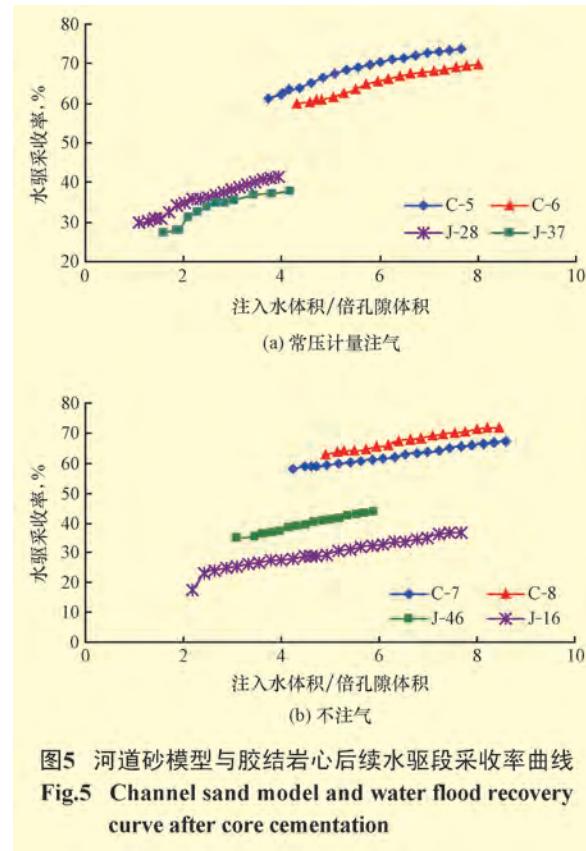


图5 河道砂模型与胶结岩心后续水驱段采收率曲线

Fig.5 Channel sand model and water flood recovery curve after core cementation

接着利用渗透率为 $400 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的2组烧结岩心、2组胶结岩心及2组石英砂模型,比较了2种岩心在注气和不注气条件下采收率的提高幅度。试验结果表明,注气条件下(如图6(a)所示),烧结岩心F-7的采收率提高4.7%,胶结岩心J-10的采收率提高5.6%,石英砂填砂模型D-1的采收率提高15.9%;不注气条件下(如图6(b)所示),烧结岩心F-10的采收率提高4.3%,胶结岩心J-20的采收率提高4.4%,石英砂填砂模型D-2的采收率提高8.2%。从图6可以看出,注气或不注气条件下,3种岩心中,石英砂填砂模型采收率提高幅度均为最大,人造烧结岩心采收率提高幅度均为最小。

图7为4种不同材料岩心的水驱采收率对比。由图7可知,石英砂D-1、D-2及河道砂模型C-1、

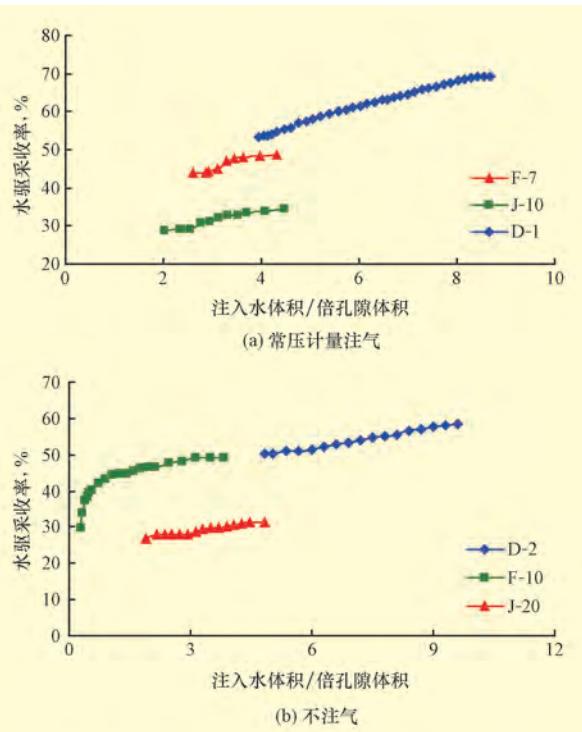


图6 注气条件下石英砂模型、烧结岩心及胶结岩心后续水驱段采收率曲线

Fig.6 Sand model and water flooding recovery curves of sintered cemented cores

C-2、…、C-8 的水驱采收率较为接近,为 50%~65%,烧结岩心 F-7、F-10 的水驱采收率为 40%~45%,胶结岩心 J-10 等的水驱采收率为 25%~35%。

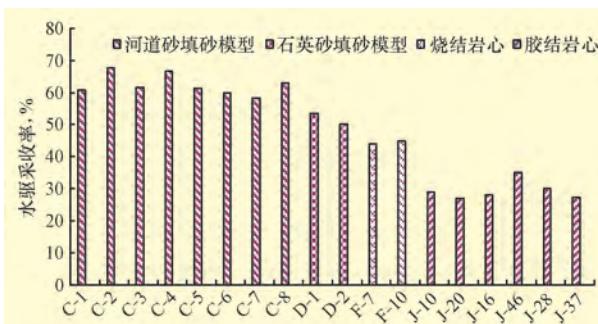


图7 不同岩心材料水驱采收率对比

Fig.7 Different core material comparison chart of water flooding recovery

3.2.2 结果分析

水驱开始时具有水动力冲刷作用、流体摩擦携带作用、压实或胶结程度均能不同程度地减小流动阻力,导致地层微粒运移,其中冲刷力大小主要由流速决定^[13]。填砂模型是采用石英砂或河道砂压制而成的,压实程度较小,因此水驱采收率最大;胶结

岩心采用环氧树脂胶结,压实程度高,更接近实际油藏。

后续水驱过程中砂子重新分布并已达平衡,因此同种砂质的填砂模型与胶结模型采收率提高幅度接近一致。但由于河道砂的填砂模型与胶结模型在制作过程中受到黏土矿物的影响,孔隙结构不规则,由于黏土矿物质含量较高,与实际地层更接近,导致微生物吸附量增加,采收率提高幅度偏小^[14];而石英砂填砂模型不含黏土矿物,亲水性较强,有利于驱油;烧结岩心在高温烧制过程中,黏土矿物的膨胀率升高,流动阻力增加,从而使提高采收率变得困难^[15]。因此人造胶结岩心能更好地模拟实际地层的孔隙结构,能在物理模拟试验中较真实地反映储层情况。

4 结 论

1) 常压下计量空气量的注气方式比应用理想气体状态方程计算空气量的注气方式更能安全准确地计量注入空气的量。

2) 岩心材料对提高采收率有一定影响,其中河道砂填砂模型与人造胶结岩心采收率提高幅度相差不大,石英砂填砂模型采收率提高幅度较大,人造烧结岩心采收率提高幅度较小,但考虑人造胶结岩心的结构特征及一次水驱采收率与实际油藏更为接近,认为人造胶结岩心更能真实地模拟油藏的孔隙结构。

3) 微生物驱油物理模拟试验进展较为缓慢,在模型大小、激活剂注入量及注气量等方面仍需进行大量理论及试验研究。

参 考 文 献

- [1] 修建龙,董汉平,俞理,等.蒙古林砾岩油藏内源菌厌氧激活实验研究[J].石油钻采工艺,2010,32(2):80-83.
Xiu Jianlong, Dong Hanping, Yu Li, et al. Experimental study on anaerobic activation of indigenous bacteria for conglomerate reservoir in Menggulin Oilfield[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2010, 32(2):80-83.
- [2] 汪卫东.我国微生物采油技术现状及发展前景[J].石油勘探与开发,2002,29(6):87-90.
Wang Weidong. Present study situation and development prospects of microbiological recovery technology in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(6):87-90.
- [3] 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 Haiying, Wang Xiulin, Xu Dengting, et al. Experiments

- on EOR employing indigenous microorganisms[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(1): 91–94, 110.
- [4] 孔祥平, 包木太, 汪卫东, 等. 内源微生物提高原油采收率物理模拟驱油实验研究[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2005, 20(1): 37–42.
- Kong Xiangping, Bao Mutai, Wang Weidong, et al. Experimental study on endogenous micro-organism flooding[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2005, 20 (1): 37–42.
- [5] 陈爱华, 方新湘, 安斌, 等. 克拉玛依油田内源微生物物理模拟驱油实验研究[J]. 新疆石油科技, 2007, 17(3): 38–40, 51.
- Chen Aihua, Fang Xinxiang, An Bin, et al. Experimental study on endogenous micro-organism flooding in Karamay Oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Science & Technology, 2007, 17(3): 38–40, 51.
- [6] 赵丽娟. 微生物采油技术在低渗透油田的应用[J]. 石油钻探技术, 2005, 33(3): 61–63.
- Zhao Lijuan. Applications of oil producing technology of huff and puff infection of microbe in low permeable oilfields[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(3): 61–63.
- [7] 赵冬云, 戴映湘, 魏玉红, 等. 本源微生物驱提高采收率技术在大港油田的应用[J]. 石油钻探技术, 2005, 33(6): 57–58.
- Zhao Dongyun, Dai Yingxiang, Wei Yuhong, et al. Application of original microbial enhanced oil recovery in Dagang Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(6): 57–58.
- [8] 王杰祥, 来轩昂, 王庆, 等. 中原油田注空气驱油试验研究[J]. 石油钻探技术, 2007, 35(2): 5–7.
- Wang Jiexiang, Lai Xuan'ang, Wang Qing, et al. Experimental studies of displacement using air injection in Zhongyuan Oil-field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(2): 5–7.
- [9] 王杰祥, 李娜, 孙红国, 等. 非均质油层空气泡沫驱提高采收率试验研究[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(2): 4–6.
- Wang Jiexiang, Li Na, Sun Hongguo, et al. Experiment study of improved oil recovery through air foam flooding in heterogeneous reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(2): 4–6.
- ous reservoir[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(2): 4–6.
- [10] 汪卫东, 魏斌, 谭云贤, 等. 微生物采油需要进一步解决的问题[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(6): 88–91.
- Wang Weidong, Wei Bin, Tan Yunxian, et al. Problems confronted in microbial enhanced oil recovery[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31 (6): 88–91.
- [11] 李希明, 栾传振, 肖贤明. 微生物采油技术物理模拟研究现状[J]. 石油钻采工艺, 2006, 28(1): 32–36.
- Li Ximing, Luan Chuanzhen, Xiao Xianming, et al. Physical simulation situation of microbe oil recovery technology [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2006, 28(1): 32–36.
- [12] 梁万林. 人造岩心制备技术研究[J]. 石油仪器, 2008, 22(2): 72–74, 77.
- Liang Wanlin. Study on preparing artificial core [J]. Petroleum Instruments, 2008, 22(2): 72–74, 77.
- [13] 刘景亮. 玻璃板填砂模型大孔道形成过程模拟实验[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(5): 95–97.
- Liu Jingliang. Simulation experiments of the formation process of high capacity channel in a sandpack model with glass plate[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(5): 95–97.
- [14] 李建路, 曹铁, 鹿守亮, 等. 三元复合驱室内物理模拟实验研究——天然岩心与人造岩心的差异[J]. 大庆石油地质与开发, 2003, 22(4): 64–66.
- Li Jianlu, Cao Tie, Lu Shouliang, et al. Laboratory physical simulation experiment of ASP flooding—difference between natural and artificial core[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2003, 22(4): 64–66.
- [15] 刘阿妮, 徐同台, 杨振杰, 等. 影响人造岩心膨胀率因素的探讨[J]. 石油化工应用, 2010, 29(2/3): 40–42.
- Liu Ani, Xu Tongtai, Yang Zhenjie, et al. Reasearch of the influence on artificial core dilatability factor[J]. Petrochemical Industry Application, 2010, 29(2/3): 40–42.

《石油钻探技术》期刊实施优先数字出版

“优先数字出版”是指文章在正式印刷出版前, 以数字出版方式提前出版印刷版期刊内容, 在网络上优先发表的正式出版形式, 通常比印刷出版提前数周或几个月。“优先数字出版”改变了学术期刊传统纸质印刷版滞后的局面, 对于加速知识传播, 促进科技创新、推广应用和期刊自身发展具有重要意义。

近年来, 国际上学术期刊优先数字出版发展迅速, 已经得到期刊界认可并纷纷采用。如 Science 的 Express, Nature 的 AOP(Advance Online Publication)等。国内“中国知网”〔由新闻出版总署批准的中国学术期刊(光盘版)电子杂志社主办, 互联网出版许可证号: 新出网证(京)字 008 号〕推出了学术期刊优先数字出版平台。

为加速优质稿件发表速度与传播速度, 促进学术成果在国内外学术界的认可、传播和利用, 《石油钻探技术》编辑部与“中国知网”合作, 每期将优选 5~10 篇稿件, 实施优先数字出版。对于优先出版的稿件, 作者需签署优先数字出版授权书。

欢迎广大读者作者踊跃投稿!