

# 非均质油层聚合物驱后粘弹性支化预交联 凝胶颗粒驱提高采收率技术

于 龙,李亚军,官厚健,桑 茜,李康宁,董明哲\*

(中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266580)

**摘要:**为研究非均质油层聚合物驱后粘弹性支化预交联凝胶颗粒(B-PPG)进一步提高剩余油采收率机理及驱油效果,设计了非均质微观玻璃刻蚀网络模型驱油实验、可视化平板夹砂模型驱油实验和非均质平行双填砂管调驱实验。结果表明,非均质微观玻璃刻蚀网络模型驱油实验中,聚合物驱后剩余油主要分布在未波及到的低渗透区及高渗透区的边角区域,聚合物波及孔道中的剩余油主要以油膜和油珠的形式存在。B-PPG颗粒在不同孔径的孔道以阻塞—变形方式运移,致使驱替液不断发生转向,从而提高波及系数;B-PPG颗粒能有效地改善油层的非均质性,并有利于解决聚合物驱后水窜问题,可视化平板夹砂模型驱油实验较聚合物驱可提高采收率为21.7%。非均质平行双填砂管调驱实验中,注聚合物段塞调驱效果有限,转注B-PPG颗粒悬浮液段塞后可有效地改善非均质油层吸水剖面,使低渗透油层得以开发,非均质平行双填砂管调驱实验较聚合物驱可提高采收率为22.9%。

**关键词:**聚合物驱后 支化预交联凝胶颗粒 提高采收率 液流转向 微观驱油 非均质平行双填砂管调驱

中图分类号:TE357.43

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)01-0113-06

## EOR of branched-preformed particle gel(B-PPG)flooding after polymer flooding in heterogeneous reservoirs

Yu Long, Li Yajun, Gong Houjian, Sang Qian, Li Kangning, Dong Mingzhe

(School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China)

**Abstract:** Oil displacement tests in etched glass micromodel, sandpacked glass model and heterogeneous parallel sandpack model were carried out to study the recovery efficiency of the remaining oil by branched-preformed particle gel (B-PPG) injection after polymer flooding. The results of micromodel flooding tests show that the remaining oil after polymer flooding stays mainly in the low permeability zones and the corners of the high permeability zones. In the areas swept by polymer flooding, the remaining oil exists in the form of film and beads. The sweep efficiency can be significantly improved by B-PPG flooding because of the dynamic flow diversion function of the viscoelastic B-PPG particles that alternately plug and pass the throats of the pores. B-PPG is capable of adjusting the flow resistances of different permeability zones of a heterogeneous reservoir and preventing the injected water from channeling. An incremental oil recovery of 21.7% was obtained by B-PPG injection after polymer flooding in the sandpacked glass model test. Experimental results in heterogeneous parallel sandpack model showed that polymer slug could not effectively improve the sweep efficiency; while B-PPG exhibited a good performance in adjusting the displacement profile in the heterogeneous model. The substantial amount of the remaining oil in the low permeability zones after polymer flooding could be recovered by B-PPG flooding. In the heterogeneous parallel sandpack test, the enhanced oil recovery of B-PPG flooding after polymer flooding was 22.9%.

收稿日期:2015-11-15。

作者简介:于龙(1988—),男,山东青岛人,在读硕士研究生,从事提高采收率与采油化学方面的研究。联系电话:15253249008, E-mail: 1997jiefang@163.com。

\*通讯作者:董明哲(1956—),男,陕西西安人,教授,博导。联系电话:13465424006, E-mail: dongmz@upc.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目“油气水三相微观-连续介质三维流动模拟研究”(51274225)和“缝洞型介质等效连续模型油水两相流动模拟理论研究”(51204198),博士点基金项目“注溶剂提高稠油采收率的微观-连续介质模拟研究”(20110133110007),中央高校基本科研业务费专项资金“页岩气渗流机理及有效动用条件研究”(14CX05021A)。

**Key words:** post-polymer flooding; B-PPG; enhanced oil recovery; flow diversion; micromodel flooding; heterogeneous parallel core flooding

中国东部陆上油田大多属于陆相沉积,平面及纵向非均质性严重,经过长期的水驱和聚合物驱开发,其物质条件及物性参数发生较大的变化<sup>[1-6]</sup>,油层高含水、宏观及微观非均质性皆较严重,增大了后续开发和稳产的难度。因此,对于聚合物驱油田亟需开展进一步提高采收率的方法及机理研究,以减缓油田递减和提高资源利用程度。许多学者研究分析了聚合物驱后如何进一步提高原油采收率技术,主要包括泡沫驱<sup>[7]</sup>、阳离子聚合物驱<sup>[8]</sup>、聚合物再利用与深度调剖<sup>[9-10]</sup>和高效洗油<sup>[10]</sup>等,但这些技术存在稳定性差、容易被后续注水冲刷破坏和吸附损失等严重问题。由一定比例的主剂、交联剂、引发剂和添加剂在适当条件下交联,然后经干燥、粉碎所形成的预交联凝胶颗粒(PPG)在油田开发调驱中发挥了重要作用<sup>[11-12]</sup>,这是由于PPG吸水膨胀且膨胀后具有弹性,外力作用可变形通过孔隙介质<sup>[13-16]</sup>。

胜利油田研制出一种新型支化预交联凝胶颗粒(B-PPG),在其主链上引入部分支化链,较大程度地提高了B-PPG颗粒悬浮液的粘度。B-PPG颗粒吸水膨胀后的尺寸远小于PPG颗粒,并且B-PPG颗粒可以进入较低渗透率层进行深部调驱。在胜利油田先导性试验中B-PPG颗粒悬浮液驱取得了良好的控水增油效果<sup>[17-18]</sup>。为此,笔者通过非均质微观玻璃刻蚀网络模型、可视化平板夹砂模型驱油实验和非均质平行双填砂管调驱实验,对聚合物驱后B-PPG颗粒提高采收率的作用机理和驱油效果进行研究,以期在现场应用提供理论依据和技术支持。

## 1 实验准备及方法

### 1.1 实验材料

非均质微观玻璃刻蚀网络模型驱替用油是胜利油区坨四外输原油与煤油按1:1调制的混合油,以降低原油粘度,使原油更易注入刻蚀孔道,25℃下混合油粘度为18.7 mPa·s。可视化平板夹砂模型驱油实验用油为煤油,25℃下粘度为2.0 mPa·s,为了便于实验观察用苏丹红染色。非均质平行双填砂管调驱实验用油为胜利油区坨四外输原油,70℃下粘度为70.3 mPa·s。非均质微观玻璃刻蚀网络模型和可视化平板夹砂模型驱油实验在室温为25℃

下进行,非均质平行双填砂管调驱实验在温度为70℃下进行。实验用水为胜利油区模拟地层水,用CaCl<sub>2</sub>、MgCl<sub>2</sub>·6H<sub>2</sub>O、NaCl和蒸馏水配制,矿化度为19 334 mg/L。聚合物为HPAM,质量浓度为2 000 mg/L,水解度为25%,相对分子质量约为2×10<sup>7</sup>,25和70℃下粘度分别为40.7和14.0 mPa·s;B-PPG颗粒质量浓度为2 000 mg/L,目数为100~150目,25和70℃下粘度分别为5.1和2.0 mPa·s。

### 1.2 实验方法

B-PPG颗粒兼有凝胶和水溶性高分子双重特征。在水中,B-PPG颗粒网络结构吸水溶胀,形成变形能力强的软固体内核;B-PPG颗粒高分子支链溶解于水相,形成具有增粘作用的水化层;最终形成粘稠液体与粘弹性颗粒共存的分散体系<sup>[17]</sup>。激光粒度分布仪测得的B-PPG颗粒粒度中值为211.3 μm。

非均质微观玻璃刻蚀网络模型刻蚀区域为20 mm×20 mm,前后有注液口和采出口(图1a);可视化平板夹砂模型模拟五点法井网,填砂区域为12 cm×12 cm,空隙体积为9 mL(图1b)。非均质微观玻璃刻蚀网络模型和可视化平板夹砂模型驱油实验按照模型抽真空—饱和地层水—饱和油—水驱—聚合物驱—后续水驱—B-PPG颗粒悬浮液驱的步骤进行。

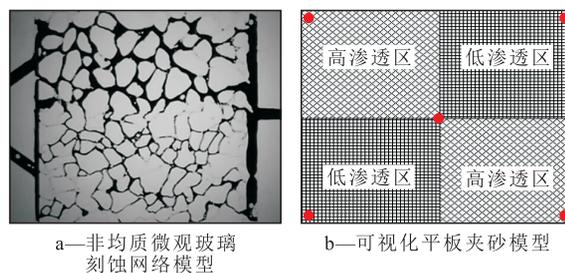


图1 非均质微观玻璃刻蚀网络模型和可视化平板夹砂模型示意

Fig.1 Picture of the etched glass micromodel and schematic of the sandpacked glass model

非均质平行双填砂管调驱实验中,高渗透率填砂管渗透率为10 μm<sup>2</sup>,低渗透率填砂管渗透率为1.7 μm<sup>2</sup>。非均质平行双填砂管饱和油后,在70℃恒温水浴箱中老化72 h,采用合注分采的方式,水驱至双管综合含水率为98%,再注入0.5倍孔隙体积的聚合物,继续水驱至综合含水率为98%后,转注0.5倍孔隙体积的B-PPG颗粒悬浮液段塞,再水驱至综合含水率为98%时结束,记录驱油过程中双管分流

量和采收率随注入孔隙体积倍数的变化。

## 2 实验结果分析

### 2.1 B-PPG 颗粒提高聚合物驱后采收率机理微观实验

#### 2.1.1 聚合物驱后微观剩余油分布

为研究聚合物驱后 B-PPG 颗粒悬浮液驱提高采收率的机理,首先对聚合物驱进行微观物理模拟研究,探明聚合物驱后剩余油的分布状况。从非均质微观玻璃刻蚀网络模型不同驱替阶段的微观油水分布(图2)可以看出,水驱过程中,水流从高渗透区大孔道突破,水驱结束时,低渗透区未波及,水驱采收率较低,模型中存在大量剩余油(图2a)。从水驱后进行的聚合物驱的剩余油分布(图2b)可以看出,剩余油分布较水驱时有所下降,是由于聚合物对水溶液的增粘作用能够改善水油流度比,增大波及系数;但模型中仍存在较多的剩余油,主要分布于聚合物未波及的区域、低渗透区和高渗透区的边角处。从聚合物驱后再进行后续水驱的剩余油分布(图2c)可以看出,剩余油分布没有明显变化,是由于聚合物驱后形成聚合物的流动通道,同时水的粘度低,指进现象严重,导致聚合物驱后进行后续水驱提高采收率效果不明显。

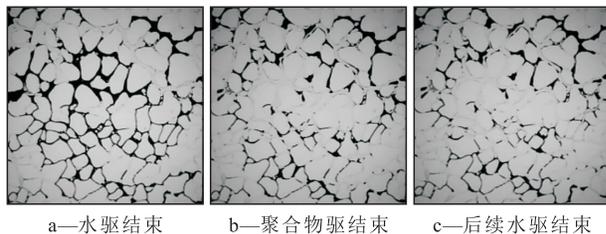


图2 非均质微观玻璃刻蚀网络模型聚合物驱不同驱替阶段的微观油水分布

Fig.2 Images of oil and water distributions in the etched glass micromodel during polymer flooding

为了更清晰地观察到剩余油的分布状态,在孔隙尺度下对微观图像进行放大(图3)。从图3中可以看出,在聚合物驱波及区域内,高渗透区剩余油多以油膜形式残存于大孔道中(图3a),低渗透区剩余油主要存在于由于毛管压力作用聚合物未进入的小孔道中(图3b)。聚合物驱后剩余油饱和度仍较高,以聚合物驱未波及区域内的连片剩余油为主。因此,增大驱油体系的波及系数是聚合物驱后提高采收率技术的关键。

#### 2.1.2 聚合物驱后 B-PPG 颗粒微观驱油机理

通过聚合物驱后 B-PPG 颗粒悬浮液驱的微观

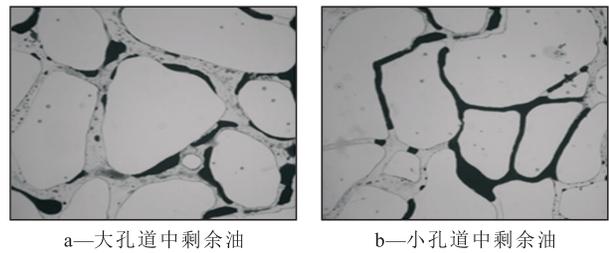


图3 孔隙尺度下聚合物驱后剩余油在大孔道和小孔道中的分布状态

Fig.3 Pore-scale distribution of the remaining oil after polymer flooding in the large and small pores of the etched glass micromodel

模拟实验,研究聚合物驱后 B-PPG 颗粒对剩余油的动用状况。从图4a可以看出,聚合物驱剩余油主要集中在低渗透区和高渗透区的边角。注入 B-PPG 颗粒悬浮液后,B-PPG 颗粒进入聚合物和水流在高渗透区大孔道中形成的流动通道,具有粘弹性的凝胶颗粒在大孔道中堆积堵塞,致使大孔道中驱替液相流动阻力增大,后续驱替液转向进入流动阻力较低的小孔道低渗透区(图4b)。凝胶颗粒同样在低渗透区小孔道内堵塞,液流流动阻力变大,注入压力升高;当低渗透区小孔道内驱替液相流动阻力高于高渗透区大孔道内流动阻力时,驱替液相转向高渗透区(图4c)。从图4d和图4e可以看出,驱替液流已能转向低渗透区的边角处驱油。B-PPG 颗粒悬浮液驱结束时,驱替液相波及到整个刻蚀孔道区域,聚合物驱后剩余油大幅降低,采收率增大(图4f)。由于 B-PPG 颗粒悬浮液驱油体系中粘弹性颗粒在不同孔径的孔道中重复堵塞与变形通过,

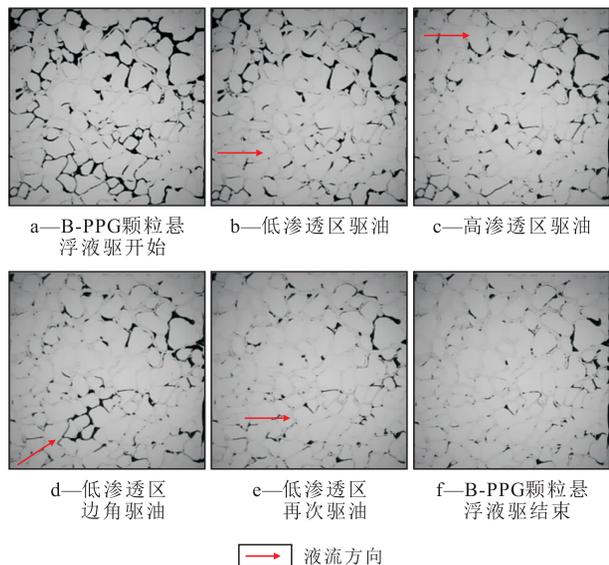
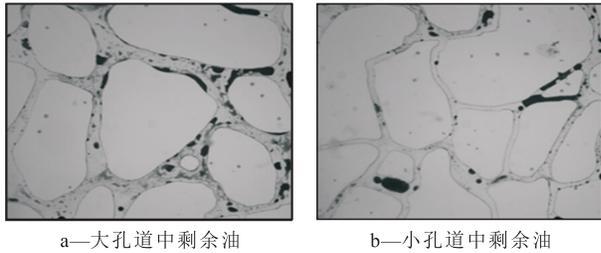


图4 聚合物驱后 B-PPG 颗粒悬浮液驱不同时刻微观图像

Fig.4 Variation of oil and water saturations in the etched glass micromodel during B-PPG flooding after polymer flooding

驱替液相不断发生液流转向,使得聚合物驱后驱油体系的波及系数明显增大。

从孔隙尺度下聚合物驱后B-PPG颗粒悬浮液驱剩余油在大孔道和小孔道中分布状态(图5)可以看出,孔隙尺度下聚合物驱波及区域内,B-PPG颗粒对大孔道内油膜进行有效剥离,并能使驱替液相流入聚合物难以进入的小孔道。B-PPG颗粒悬浮液驱后剩余油以零散油珠形式存在于孔道中。



a—大孔道中剩余油 b—小孔道中剩余油

图5 孔隙尺度下聚合物驱后B-PPG颗粒悬浮液驱剩余油在大孔道和小孔道中的分布状态

Fig.5 Pore-scale distribution of the remaining oil by B-PPG flooding in the large and small pores of the etched glass micromodel after polymer flooding

### 2.2 聚合物驱后B-PPG颗粒驱油特性可视化实验

利用可视化平板夹砂模型驱油实验,研究了聚合物驱后B-PPG颗粒悬浮液的驱油效果,并用图像数据分析技术研究驱替各阶段油水分布,计算采收率(图6)。结果表明,高渗透区和低渗透区已全部饱和油(图6a),水驱时水流迅速从高渗透区窜进,驱油效果较差(图6b)。聚合物溶液因具有剖面调整能力,注入1.0倍孔隙体积的聚合物段塞后,高渗透区剩余油以及部分低渗透区剩余油被采出,与水驱相比波及系数明显增大(图6c);但聚合物调剖作

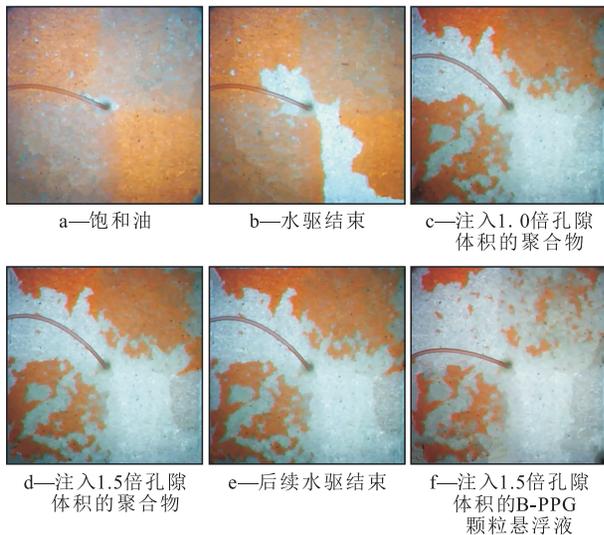


图6 可视化平板夹砂模型聚合物驱后B-PPG颗粒悬浮液驱油水分布状态

Fig.6 Oil and water distributions of B-PPG flooding in the visual sandpacked glass model after polymer flooding

用有限,后续注入时难以控制聚合物在高渗透区的突进,低渗透区聚合物波及较少,且恢复水驱后水窜严重,使后续水驱迅速失效(图6d,6e);转注B-PPG颗粒悬浮液段塞后,驱油效果显著改善,且低渗透区波及面积明显增大(图6f)。其原因为B-PPG颗粒在增大驱替液粘度的同时,粘弹性颗粒封堵高渗透层,增大液流流动阻力,调整模型的非均质性,从而改善了驱油效果。

该实验中水驱采收率为14.8%,聚合物驱采收率为57.8%,后续水驱由于水的指进现象严重,采收率提高不明显,而转B-PPG颗粒悬浮液驱后,采收率达到79.5%,提高采收率21.7%。因此,B-PPG颗粒悬浮液驱有利于解决聚合物驱后产量降低和非均质矛盾加剧等问题,进一步提高原油采收率。

### 2.3 聚合物驱后B-PPG颗粒非均质平行双填砂管调驱效果

通过非均质平行双填砂管驱替实验,进一步研究B-PPG颗粒悬浮液在聚合物驱后对剩余油的动用程度。从调驱过程中双管分流量随累积注入孔隙体积倍数的变化曲线(图7)可以看出,初始水驱阶段,高渗透率填砂管的分流量随累积注入孔隙体积倍数的增大而持续增大。当注入0.5~1倍孔隙体积水时,高渗透率填砂管的分流量高于90%,而低渗透率填砂管的分流量低于10%;在聚合物驱阶段,由于聚合物能增大驱替相粘度,改善水油流度比,有一定的调剖效果,将高渗透率填砂管和低渗透率填砂管分流比调整至80:20,但后续注水阶段调剖效果迅速失效,高渗透率填砂管和低渗透率填砂管的分流量恢复到原始值;转注B-PPG颗粒悬浮液段塞后高渗透率填砂管和低渗透率填砂管分流量迅速发生逆转,分流比达到20:80,随着粘弹性B-PPG颗粒在高渗透率填砂管和低渗透率填砂管中不

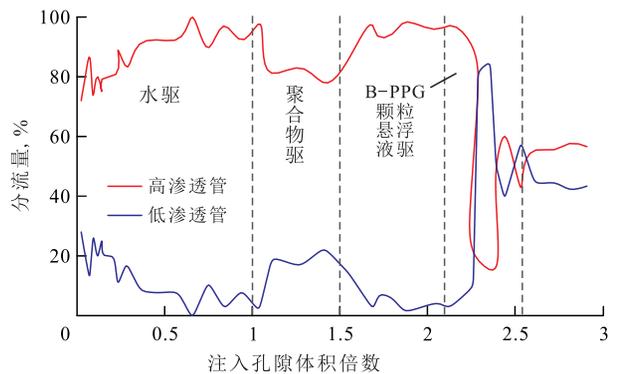


图7 非均质平行双填砂管调驱实验双管分流量随累积注入孔隙体积倍数变化曲线

Fig.7 Variation of the fractional flows with pore volume in heterogeneous double sandpack tube during polymer and B-PPG flooding

断的封堵—变形—通过,两者分流量波动变化,B-PPG颗粒悬浮液段塞结束时,高渗透率填砂管和低渗透率填砂管的分流比为40:60。实验结果表明,B-PPG颗粒可以有效封堵高渗透率填砂管的水流通道,使液流转向进入低渗透率填砂管,明显改善非均质油层的注水剖面。后续水驱阶段,随着粘弹性B-PPG颗粒在填砂管中的变形通过,高渗透率填砂管和低渗透率填砂管的分流比在55:45上下波动,B-PPG颗粒悬浮液段塞调剖效果在后续水驱过程中持续有效。

从不同调驱阶段高渗透率填砂管和低渗透率填砂管采收率的变化(表1)可以看出,聚合物段塞调剖后高渗透率填砂管和低渗透率填砂管采收率比水驱时分别提高19.6%和11.7%,聚合物能够有效地开发高渗透油层,聚合物驱后高渗透率填砂管采收率高达65.9%,低渗透率填砂管仅为33.8%,说明聚合物未能有效解决层间差异。B-PPG颗粒悬浮液段塞调驱后低渗透率填砂管采收率提高较大,比聚合物驱采收率提高了36.2%,而高渗透率填砂管采收率仅提高了7.3%;高、低渗透率填砂管最终采收率分别为73.2%和70.0%。说明B-PPG颗粒能有效的改善层间差异,非均质平行双填砂管整体B-PPG颗粒悬浮液驱采收率比聚合物驱提高了22.9%。

表1 不同调驱阶段双填砂管采收率变化  
Table1 Oil recovery of double sandpack tube at different flooding stages %

填砂管	水驱		聚合物驱		B-PPG颗粒悬浮液驱	
	采收率	采收率	提高采收率	采收率	提高采收率	
高渗透率	46.3	65.9	19.6	73.2	7.3	
低渗透率	22.1	33.8	11.7	70.0	36.2	
双管	33.3	48.6	15.3	71.5	22.9	

### 3 结论

通过非均质微观玻璃刻蚀网络模型驱油实验、可视化平板夹砂模型驱油实验和非均质平行双填砂管调驱实验对非均质油层聚合物驱后B-PPG颗粒悬浮液驱进一步提高剩余油采收率进行了系统的研究,通过研究得到如下认识:①聚合物驱后剩余油主要分布在聚合物未波及的低渗透区和高渗透区边角区域;在聚合物波及区域内,高渗透区剩余油多以油膜形式残存于大孔道中,低渗透区剩余油主要存在于聚合物未进入的小孔道中。B-PPG颗粒悬浮液驱油体系中粘弹性颗粒能在不同孔径的孔道中重复堵塞与变形通过,使驱替液不断转

向,能显著提高波及系数,并对大孔道中的油膜进行有效剥离。②B-PPG颗粒能够有效解决聚合物驱后驱替液指进严重和非均质性加剧等问题,改善地层非均质性,同时,B-PPG颗粒具有显著改善非均质油层吸水剖面的能力,并且B-PPG颗粒的调剖效果在后续注水开发阶段持续有效。非均质油层调驱过程中聚合物主要开发高渗透油层,而B-PPG颗粒悬浮液驱能显著提高低渗透油层的采收率,显著改善层间差异。

#### 参考文献:

- [1] 曹瑞波,韩培慧,高淑玲.不同驱油剂应用于聚合物驱油后油层的适应性分析[J].特种油气藏,2012,19(4):100-103.  
Cao Rui bo, Han Pei hui, Gao Shu ling. Reservoir adaptability analysis of different oil displacement agents in polymer flooding [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(4): 100-103.
- [2] 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 You qi. Optimization of binary combination oil displacement system after polymer flooding in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2007, 35(5): 101-103.
- [3] 张莉.胜利油田聚合物驱油技术经济潜力分析[J].石油勘探与开发,2007,34(1):79-82.  
Zhang Li. Technical and economic potential for polymer flooding in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(1): 79-82.
- [4] 王端平.对胜利油区提高原油采收率潜力及转变开发方式的思考[J].油气地质与采收率,2014,21(4):1-4.  
Wang Duan ping. Some thoughts about potential of oil recovery efficiency and development model transition in Shengli district [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 1-4.
- [5] 刘朝霞,王强,孙盈盈,等.聚合物驱矿场应用新技术界限研究与应用[J].油气地质与采收率,2014,21(2):22-24,31.  
Liu Zhao xia, Wang Qiang, Sun Ying ying, et al. Study and application of new technological limit for polymer flooding in field application [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 22-24, 31.
- [6] 陆雪皎,王友启,魏翠华,等.聚合物驱后二元复合驱油藏的层系调整——以孤东油田七区西为例[J].油气地质与采收率,2014,21(2):25-28.  
Lu Xue jiao, Wang You qi, Wei Cui hua, et al. Study on layer adjustment for surfactant-polymer flooding reservoirs after polymer flooding—case of Gudong west7 area [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 25-28.
- [7] 王其伟,宋新旺,周国华,等.聚合物驱后泡沫驱提高采收率技术试验研究[J].江汉石油学院学报,2004,26(1):105-107,146.  
Wang Qi wei, Song Xin wang, Zhou Guo hua, et al. Experiment of enhancing oil recovery by foam flooding post polymer displacement [J]. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 2004, 26(1): 105-107, 146.

- [8] 李爱芬, 衣艳静, 陶军. 聚合物驱后提高采收率方式实验研究[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2006, 21(5): 55-58.  
Li Aifen, Yi Yanjing, Tao Jun. Experimental study on improving recovery factor after polymer flooding[J]. Journal of Xi'an Shiyu University: Natural Science Edition, 2006, 21(5): 55-58.
- [9] 徐婷, 李秀生, 张学洪, 等. 聚合物驱后恢复水驱提高采收率方法平板模型试验研究[J]. 石油钻采工艺, 2003, 25(1): 41-44.  
Xu Ting, Li Xiusheng, Zhang Xuehong, et al. Experimental research on the plate models for improving oil recovery of restored water flooding after polymer flooding[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2003, 25(1): 41-44.
- [10] 赵福麟, 王业飞, 戴彩丽, 等. 聚合物驱后提高采收率技术研究[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2006, 30(1): 86-89.  
Zhao Fulin, Wang Yefei, Dai Caili, et al. Techniques of enhanced oil recovery after polymer flooding[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2006, 30(1): 86-89.
- [11] 刘一江, 刘积松, 李琇富. 预交联凝胶微粒在深度调剖中的应用[J]. 油气地质与采收率, 2001, 8(3): 65-66.  
Liu Yijiang, Liu Jisong, Li Xiufu. Application of pre-crosslinked gel particles to depth profile control[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2001, 8(3): 65-66.
- [12] 李之燕, 王学民, 陈美华. 预交联颗粒凝胶调驱技术[J]. 石油钻采工艺, 2002, 24(S1): 30-33, 100.  
Li Zhiyan, Wang Xuemin, Chen Meihua. Technology of profile control and oil displacement with pre-cross linking gel particle [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2002, 24(S1): 30-33, 100.
- [13] Bai Baojun, Liu Yuzhang, Coste J P, et al. Preformed particle gel for conformance control: transport mechanism through porous media[R]. SPE 89468, 2007.
- [14] Coste J P, Liu Y, Bai B, et al. In-depth fluid diversion by pre-gelled particles. Laboratory study and pilot testing[R]. SPE 59362, 2000.
- [15] Bai B, Zhang H. Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow[J]. SPE Journal, 2011, 16(2): 388-400.
- [16] Liu Y, Bai B, Wang Y. Applied technologies and prospects of conformance control treatments in China[J]. Oil & Gas Science and Technology—Revue d'IFP Energies nouvelles, 2010, 65(6): 859-878.
- [17] 崔晓红. 新型非均相复合驱油方法[J]. 石油学报, 2011, 32(1): 122-126.  
Cui Xiaohong. A study on the heterogeneous combination flooding system[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 122-126.
- [18] 陈晓彦. 非均相复合驱油体系驱替特征研究[J]. 精细石油化工进展, 2009, 10(11): 1-4.  
Chen Xiaoyan. Study on displacement characteristics of new immiscible flooding system[J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2009, 10(11): 1-4.

编辑 王星

(上接第112页)

- [12] 李建青, 高玉巧, 花彩霞, 等. 北美页岩气勘探经验对建立中国南方海相页岩气选区评价体系的启示[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(4): 23-27, 32.  
Li Jianqing, Gao Yuqiao, Hua Caixia, et al. Marine shale gas evaluation system of regional selection in South China: enlightenment from North American exploration experience[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 23-27, 32.
- [13] Meng Z P, Li G Q. Experimental research on the permeability of high rank coal under a varying stress and its influencing factors[J]. Engineering Geology, 2013, 162(14): 108-117.
- [14] 尹光志, 王登科, 张东明, 等. 两种含瓦斯煤样变形特性与抗压强度的实验分析[J]. 岩石力学与工程学报, 2009, 28(2): 410-417.  
Yin Guangzhi, Wang Dengke, Zhang Dongming, et al. Test analysis of deformation characteristics and compressive strengths of two types of coal specimens containing gas[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2009, 28(2): 410-417.
- [15] 姜风光, 胡永乐. 二氧化碳驱地下流体相态特征研究[J]. 特种油气藏, 2014, 21(6): 90-92.  
Jiang Fengguang, Hu Yongle. Study on phase features of subsurface fluids during CO<sub>2</sub> flooding[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(6): 90-92.
- [16] 万仁溥. 现代完井工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000.  
Wan Renpu. Advanced well completion engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000.
- [17] Pan Z J, Connell L D. A theoretical model for gas adsorption-induced coal swelling[J]. International Journal of Coal Geology, 2007, 69(4): 243-252.
- [18] 朱晓军, 蔡进功. 泥质烃源岩的比表面与有机质关系研究进展及意义[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 375-384.  
Zhu Xiaojun, Cai Jingong. Progress and significance of research on relation between specific surface area and organic matter in argillaceous source rocks[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 375-384.

编辑 邹澍滢