

文章编号: 1000-7393(2007)04-0068-03

# 适用于海上油田新型调剖剂的研究与应用<sup>\*</sup>

郑健 张光焰 王海英

(胜利油田公司采油工艺研究院 山东东营 257000)

**摘要:** 埕岛油田注水开发后水淹严重,但由于地处浅海,实施调剖面临很大的困难。在对多种调剖剂进行适应性分析基础上,研制了基于海水的以改性高分子聚丙烯酰胺为主剂,  $C^{6+}$  有机络合物为交联剂,金属离子络合剂为稳定剂的 HST-1 型调剖剂。实验结果表明,该调剖剂在海水环境中具有成胶时间可控,胶体强度可调,封堵率高等特点。用于 CB251A-6 井调剖,取得了良好的调剖效果,为在埕岛油田同类型注水井中实施调剖,提供了可借鉴的井例。

**关键词:** 埕岛油田; 注水井; 调剖剂; 性能评价; 现场施工; 效果分析

**中图分类号:** TE357.46 **文献标识码:** A

埕岛油田位于渤海南部浅海海域,主力油层为馆陶组,于 1993 年投产,根据油田为极浅海的近岸油田特点,油气开采与集输采用中心平台与卫星平台相结合、管线输送与船舶运油相结合的方式<sup>[1]</sup>。2000 年埕岛油田进入注水开发阶段<sup>[2]</sup>,由于地层亏空大,储层物性好,平面和纵向具有明显的非均质性<sup>[3]</sup>,导致注入水主要沿着高渗透层段窜流。注水后油井见效快,但水淹严重,因此有必要研究适用的注水井调剖技术,缓解层间矛盾,改善埕岛油田注水开发的效果。

根据埕岛油田地处浅海实际情况,注水井调剖时需要考虑施工场地是选择作业平台还是洗井船,调剖剂配制水是否采用高矿化度的海水<sup>[4]</sup>和注水井中的防砂管对调剖剂的限制等因素。由于防砂管的存在<sup>[5]</sup>,颗粒类调剖剂不适用,因而多种调剖剂组合的多级段塞调剖工艺也无法实现;无制氮设备提供氮气,泡沫类调剖剂无法使用;水玻璃-氯化钙是常用的沉淀型调剖剂,如要使用则需要大量的清水来配制;凝胶类堵剂因成胶主剂和交联剂都具有多样性<sup>[6]</sup>,在油田中的应用范围较为宽广。充分考虑工艺可行性、限制因素、成本及施工风险等,选择凝胶类调剖剂作为埕岛油田注水井调剖剂的研究方向;现场施工则立足于不动管柱、海水配制调剖剂、采用船载施工设备进行施工。

## 1 室内配方优化筛选试验研究

### 1.1 主剂的溶解时间及其水溶液黏度

主剂是低水解度、高分子量的改性 HPAM 分子量  $(1000 \sim 1200) \times 10^4$ ,水解度低于 20%。用埕岛油田海面海水将主剂配制成不同浓度的溶液,每隔 10 min 取样一次,用 RV20 流变仪测试  $70^\circ\text{C}$ 、 $7\text{ s}^{-1}$  下溶液黏度,结果见图 1。

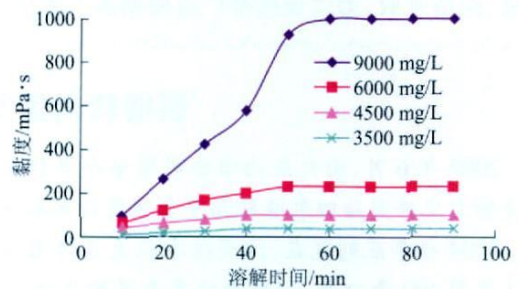


图 1 改性聚丙烯酰胺溶解时间曲线

由试验结果可看出,改性聚丙烯酰胺的溶解时间为  $40 \sim 60\text{ min}$  比普通聚丙烯酰胺溶解时间 ( $3 \sim 4\text{ h}$ )<sup>[7]</sup> 缩短,有利于现场施工。随着主剂浓度的增加,所配制溶液的黏度相应升高,且可配制成浓度高达  $9000\text{ mg/L}$  的溶液。

### 1.2 黏浓关系

用过滤海水分别溶解改性聚丙烯酰胺样品,配

<sup>\*</sup>作者简介: 郑健, 1972 年生。1996 年毕业于西北大学石油及天然气地质专业,现从事堵水调剖、三次采油及相关油藏研究工作,工程师。

E-mail: spj0042004@126.com

制成 9000 mg/L母液,然后用海水分别稀释至 3500 mg/L、4500 mg/L、5500 mg/L、6500 mg/L、7500 mg/L。然后用 RV20流变仪测试 70 °C、7 s<sup>-1</sup>下溶液黏度,试验结果见图 2。

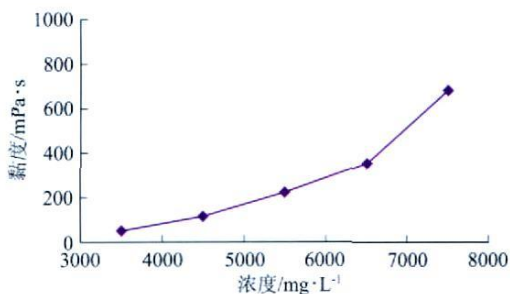


图 2 改性聚丙烯酰胺黏浓关系曲线

实验结果可以看出,随着改性聚丙烯酰胺浓度的增加,其黏度呈上升趋势。

### 1.3 静态成胶试验

交联剂 HS-1是 C<sup>2+</sup>有机络合物,为了降低海水中的二价金属离子影响,在调剖剂配方中加入了以金属络合物为主的稳定剂 HS-2。将调剖剂溶液放入 (65±2) °C恒温箱中恒温 48 h,胶体黏度测定结果见表 1。

表 1 交联实验结果

主剂浓度 /mg·L <sup>-1</sup>	HS-1浓度 /mg·L <sup>-1</sup>	HS-2浓度 /mg·L <sup>-1</sup>	成胶时间 /min	胶体黏度 /mPa·s
3500	4500	8000	710	368
4000	4700	9000	590	542
5000	5000	10 000	480	663

由实验结果可以看出,改性 HPAM主剂在含有稳定剂的海水环境中与 C<sup>2+</sup>有机络合物均产生了良好的交联反应。随着主剂、交联剂浓度的增加,成胶时间变短,而凝胶黏度呈现上升趋势,因而可以通过调整配方中各组分的含量来调节凝胶强度,以实现段塞组合。

### 1.4 动态成胶试验

用海水配制 4500 mg/L的改性聚丙烯酰胺溶液,加入 HS-1交联剂 5000 mg/L、HS-2稳定剂 9000 mg/L搅拌均匀,在 40 s<sup>-1</sup>下模拟油管中流动状态,用 RV20流变仪 D100/300高温高压密闭系统测定了 25 °C、65 °C时体系黏度变化,从溶液黏度的变化来得出体系的交联时间。结果见图 3。

实验结果表明,模拟油管中流动状态时,交联体系动态交联时间随温度的升高加快,25 °C时初始动态交联时间为 36 h、终时动态交联时间为 74 h、65

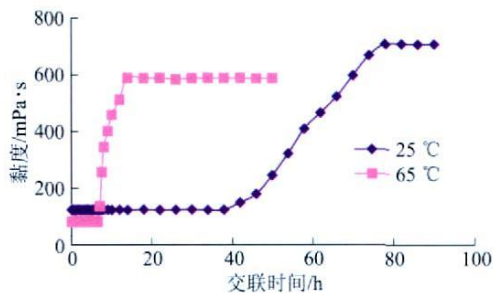


图 3 油管中流动状态下的动态交联

°C时初始动态交联时间为 5 h、终时动态交联时间为 10 h。油管中海水温度低于地层温度 (65 °C),缓交联时间还可延长,因而对处理施工过程的突发事件赢得时间。

### 1.5 岩心模拟试验

取直径 2.54 cm、长 30 cm的岩心管,用石英砂填充岩心管,使渗透率为 5~6 μm<sup>2</sup>,注入 1.0 PV实验堵调剂(主剂: 5000 mg/L、HS-2 9000 mg/L、改变 HS-1的浓度),在 70 °C放置 24 h取出,然后接好流程,用海水冲刷,测定突破压力梯度。实验结果见表 2。

表 2 岩心模拟试验结果

编号	HS-1浓度 /mg·L <sup>-1</sup>	渗透率 /μm <sup>2</sup>		堵塞率 /%	突破压力梯度 /MPa·m <sup>-1</sup>
		初始	堵后		
1	3500	5.7776	0.4632	92.0	2.28
2	4000	5.6324	0.1732	96.9	2.66
3	4500	5.4936	0.1371	97.5	3.27
4	5000	5.3824	0.1132	97.9	3.19

由表 2可看出,HS-1型堵调剂具有很高的堵塞强度。堵塞率均大于 92%。

### 1.6 堵调剂体系组成及配方的确定

通过室内研究,筛选优化出其基本配方为:主剂浓度为 4000~10 000 mg/L,交联剂 HS-1浓度为 4000~5000 mg/L,稳定剂 HS-2浓度为 8000~12 000 mg/L。

## 2 现场应用及效果

### 2.1 调剖井组概况

CB251A-6井是位于埕岛油田主体东部的 1 口注水井,生产层位为 N<sub>8</sub>组油层计 3层 27.6 m,储层物性好,具有反韵律河流相沉积特征。测试资料显示: N<sub>8</sub><sup>2+3</sup>的相对吸水量为 75.89%, N<sub>8</sub><sup>2+3</sup>的相对吸水量为 15.71%, N<sub>8</sub><sup>3+4</sup>的相对吸水量为 8.39%。而对应的油井中,生产层位包括 N<sub>8</sub><sup>2+3</sup>的

油井含水均较高,分析认为注入水主要沿渗透率相对较高的  $N_2^{2+3}$ 层推进,是造成对应油井含水上升的主要原因。

## 2.2 现场施工概况及效果

采用船载施工设备,不动管柱的方式对该井进行了调剖施工,分 3个段塞共注入不同强度的 HST-1型海水基冻胶调剖剂 465  $m^3$ 。第 1段塞,主剂浓度 4000 mg/L HS-1浓度 4600 mg/L HS-2浓度 9000 mg/L 注入量 210  $m^3$ ;第 2段塞,主剂浓度 4500 mg/L HS-1浓度 5000 mg/L HS-2浓度 9000 mg/L 注入量 175  $m^3$ ;第 3段塞,主剂浓度 6000 mg/L HS-1浓度 5000 mg/L HS-2浓度 12 000 mg/L 注入量 80  $m^3$ 。现场注入排量 8.2~10.4  $m^3/h$  爬坡压力 2.3 MPa。因海况原因,该井分 2次才完成调剖剂的注入。施工后资料表明:该井调剖后不仅满足配注要求,而且注水压力上升了 1.3 MPa;调剖后压降曲线明显变缓,  $P_{10}$ 由调前的 0.063上升到调后的 1.698 这说明该井调剖后,原来的高渗透层段得到了有效治理。对应油井中的 2口高含水井 CB251B-1井、CB251B-6井施工 1个月后就见到了效果,见表 3。

表 3 调剖前后对应油井生产情况统计

井号	产液 / $t d^{-1}$		产油 / $t d^{-1}$		含水 / %	
	调前	调后	调前	调后	调前	调后
251B-1	88.8	91.1	63.9	65.4	28.0	28.2
251B-6	61.2	56.3	28.2	30.2	54.1	46.3

## 3 结论及建议

(1) 埕岛油田馆陶组油层具有明显的非均质性,注入水沿高渗透带窜流现象严重,因而有必要开

展注水井剖面调整。

(2) 针对埕岛油田研制的 HST-1型海水基凝胶调剖剂,具有成胶时间可控,胶体强度可调,封堵率高等特点。

(3) 在 CB251A-6井组的成功应用,说明小剂量的 HST-1调剖剂即可取得良好的调剖效果。

(4) 鉴于目前的施工方式受海况影响较大,因而如何实现在埕岛油田实施大剂量的注水井调剖,是今后的研究重点。

### 参考文献:

- [1] 宋万超. 胜利极浅海油田高速高效开发技术 [J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(3): 51-53
- [2] 张胜利, 黄咏梅, 牛明超, 等. 埕岛油田跟踪优化注水开发及效果 [J]. 西南石油学院学报, 2003, 25(5): 46-48
- [3] 李健. 利用劳伦兹系数定量评价储层宏观非均质性——以埕岛油田馆陶组上段为例 [J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(2): 24-26
- [4] 戴欣, 宗华, 韩霞. 埕岛油田注海水水质分析与评价 [J]. 油气田地面工程, 1998, 17(3): 9-12
- [5] 金显军, 智勤功. 埕岛油田注水开发期防砂工艺对策 [J]. 油气井测试, 2004, 13(2): 40-42
- [6] 万仁溥. 采油工程手册(下册) [M]. 北京: 石油工业出版社, 2000, 230-232
- [7] 汪庐山, 段庆华, 张小卫. 有机铬交联聚合物驱油剂的研制及矿场应用 [J]. 油田化学, 2000, 17(1): 58-61

(收稿日期 2007-03-20)

[编辑 景 暖]

casing deformation casing patch injection string

MA Hongwei Research Institute of Petroleum Engineer and Technology Sinopec He nan Oilfield Company NanYang473132 Henan China

Online profile control technology of Gel microspheres at Liu28 fault block XIONG Ting-jiang LU Wei LEI Yuan-ji ZHANG Jie LUO Dong-xiang LUO Hong-mei ODPT **2007 29 (4): 64-67**

**Abstract** During the injection test of Liu28 fault block in Liuzan Oilfield in 2002, the waterflooding characteristic indicate that there is a good reservoir connectivity, heavily monolayer breakthrough and rapid upraining of water percentage. Overall waterflooding was formally conducted in 2006. To control the rise of water percentage and enhance the oil recovery rate, online technologies to control profiles of gel polymer microspheres with pore throat scale are conducted in the block. Based on the evaluation and analysis of lab experiments, the field construction plan is carefully designed and implemented and hence the daily oil output of the block increases to 130 t from 72 t. The rising of water cut is effectively controlled, the enhanced oil recovery is increased, and the effect of waterflooding is improved. The new technology can fulfill the requirements of deep profile control in reservoirs, providing references for enhancing oil recovery of other heterogeneous oil reservoirs.

**Key words** early profile control, gel microsphere, online injection, test evaluation, measure effect

XIONG Ting-jiang Liuzan Operation Region of Jidong Oilfield Company Tanghai 063200 Hebei China

Study on new profile control agents suitable to offshore oil fields and its application ZHENG Jian ZHANG Guangyan WANG Hai-ying ODPT **2007 29 (4): 68-70**

**Abstract** This paper describes the difficulty in and necessity of implementing profile control of water injection wells in offshore Chengdao Oilfield. Based on the adaptability analysis of several kinds of profile control agents, a new type of briny agent is developed which consists of modified macromolecule polyacrylamide and  $Ca^{2+}$  organic complex and metallic ion complexing agent. The results show that the crosslinking time can be controlled, the strength of gel can be adjusted, and the plugging rate is high. It is used in Well CB251A6, good results are obtained. The result also provides good reference to other wells of Chengdao Oil field.

**Key words** injection well, profile control agent, performance evaluation, effect analysis, Chengdao Oil field

ZHENG Jian Oil Production Technology Institute of Shengli Oilfield Dongying 257000 Shandong China

Technology to treat black liquor of paper making industry and its utilization in tertiary oil recovery XU Hai-sheng PU Chun-sheng XUE Gang-lin ODPT **2007 29 (4): 71-74**

**Abstract** Papermaking industry is a heavy pollution industry. Since the investment for environmental control facilities is large and the running cost is high, so a large number of enterprises stealthily or brazenly discharge waste materials to produce, which brings enormous direct destruction and potential damage to the ecological environment. This paper briefly discusses the composition of the paper making black liquor, summarizing the latest progress of the technology to treat it both in China and abroad, such as the technology of alkali recovery while removing silicon, the black liquor gasification technology, the hydrogen production technology through electrolysis and the membrane separation technology. Meanwhile, it sums up the prospect of utilizing of black liquor in tertiary oil recovery, laying emphasis on introducing the utilization of paper making black liquor in heavy oil fields, low permeability and ultra low permeability oilfields and fracture development oilfields. What's more, this paper discusses the new thought of utilizing black liquor in tertiary oil recovery, pointing out that more comprehensive functional and self-adaptive oil field chemicals will be developed based on analyzing the characteristics of black liquor.

**Key words** paper making black liquor, lignin, utilization as resource, tertiary oil recovery

XU Hai-sheng<sup>2</sup>, 1. Northwest University Xian 710069 Shaanxi China; 2. Xian Shiyou University Xian 710065

Research on physical and numerical simulation of nitrogen hotwater foam flooding LV Guang-zhong ZHU Gui-fang ZHANG Jian-qiao GUO Ying-chun ODPT **2007 29 (4): 75-79**

**Abstract** Technology of foam flooding is studied for the purpose of enhancing oil recovery in oil reservoirs of high heterogeneity. Based on using the materials of foaming agents and crude oil obtained from oil fields, this paper studies the mechanism of nitrogen hotwater foam flooding enhancing oil recovery using physical simulation and reservoir simulation. A three-dimensional, three-phase and multiple component model is developed and the software for three-dimensional, three-phase and multiple component reservoir simulation is established on the basis of modularization theory. Phase equilibrium and effects of temperature and interfacial tension on multiple-phase flow in porous media are taken into account in the model and the model can comprehensively describe the mechanisms of nitrogen hotwater foam flooding. The results of experiment and simulation show that the nitrogen hotwater foam flooding can significantly enhance displacement efficiency, lowering the remaining oil saturation.