

# 新型化学调剖剂调剖效果研究

王 威

(大庆油田有限责任公司第一采油厂,大庆 163000)

**摘 要** 萨中油田进入高含水期开发以来,地下油水分布状况日趋复杂,受地层固有的非均质性及多年开发造成次生非均质性加剧的影响,油层的层间、层内矛盾日渐突出,造成高渗透部位注水突进,油井含水上升加快。差油层动用状况较差,导致油田水驱效率和波及系数较低,最终采收率低,开发效果差。阐述的注水井化学调剖调堵技术可以很好地解决这一问题,该技术为油田高含水期剩余油的挖潜和提高开发效果提供了一项有力的技术手段。但目前浅调剖存在初始黏度高、进入目的层比例相对低,造成有效调剖半径小等问题,使得有效期只有一年左右。因此导致有的注水井需要重复浅调剖,连通油井不能长期见效,影响和制约浅调剖效果的发挥。为此急需研究影响调剖有效期的主要原因并加以解决。通过采用新型化学浅调剖剂配方优化室内试验研究,研制出初始黏度低的调剖剂体系以及配套注入工艺,使调剖见效期达到两年以上,区块整体开发效果得到明显改善。

**关键词** 浅调剖 调剖剂 施工参数 调剖半径

**中图法分类号** TE39; **文献标志码** B

化学调剖是利用注水井非均质多油层存在的启动压力和吸水能力的差异,控制较低压力,使化学调剖剂优先进入启动压力低的高渗透层或部位,使之吸水能力降低。然后,提高注水压力,使低渗透层或部位吸水量增加。

针对大庆喇萨杏厚油层水驱开发面临的水驱低效或无效循环难题,研发出新型化学浅调剖剂及相关配套技术,将为有效治理喇萨杏厚油层注水低效或无效循环,提高水驱采收率提供技术保障<sup>[1]</sup>。本文的研究目标是通过筛选、研制可自发调节高渗透层吸水能力又不伤害低渗透层的黏比系数高的调剖剂,优化现场施工参数和处理半径,使调剖有效期达到两年以上。用高矿化度水配制成胶后强度不低于目前应用的调剖剂强度,达到 20 000 MPa·s 以上。

## 1 铬体系凝胶型调剖剂的作用原理

选择以铬体系凝胶型调剖剂为基础进行本项

研究是因为该体系在以往的应用实践中被证明其性能优越、有效期长、组分比较简单、改进相对比较容易。

铬体系凝胶型调剖剂由 A、B、C 三部分组成。其中 A 为聚丙烯酰胺,一般常用的分子量在  $300 \times 10^4$ — $1\ 200 \times 10^4$  之间,水解度不高于 5%。B 为铬盐交联剂,一般常用的是无机盐,工业品。C 为性能调节剂,主要成分为有机还原剂,工业品<sup>[2]</sup>。

应用时,先将聚丙烯酰胺分散撒入水中,充分搅拌使之形成溶液,再加入 B 和 C,使之充分溶解并搅拌均匀。交联剂在性能调节剂的作用下,释放出三价的铬离子,铬离子与聚丙烯酰胺发生交联反应,形成在水中不溶的立体网状凝胶。由于使用的油层条件不同,加入 A、B、C 的浓度及其组合的不同,交联时间不同,形成凝胶的强度也有所不同,可以满足不同类型调剖的需要。

## 2 配方优化室内实验研究

### 2.1 适合于调剖的低水解度低分子量聚丙烯酰胺的研制

在分子结构设计上,主要考虑了这几个方面:

2011年7月21日收到

作者简介:王 威(1978—),男,工程师,硕士,研究方向:采油工程。

一是保证低的分子量,同时注意尽量使分子量的分布范围更为均匀和狭窄;二是同时保证有低的水解度,要求水解度在5%以下,最好低于3%;三是使聚丙烯酰胺对水的矿化度更为敏感;四是该产品要与目前的铬交联体系所使用的交联剂、填加剂的性能相适应,更利于降低初始黏度,提高调剖剂的质量和有效期。

该产品使用水溶液聚合物合法生产。本产品研制的难点主要是在保证低的分子量的情况下,有低的水解度。该聚合物在合成过程中,对多种引发剂进行了实验。采用高精度的物料浓度控制和反应温度、压力、时间等条件的控制技术,使得聚合物的分子量分布范围狭窄,尽可能地保持分子量的均匀性。经过实验,最终制得水解度2.7%、分子量在 $200\times10^4$ 左右甚至更低的聚丙烯酰胺样品。

2.2 使用低分子量聚丙烯酰胺降低调剖剂初始黏度的实验

在研制成低水解度低分子量聚丙烯酰胺基础上,进行了降低体系初始黏度的一系列实验。实验所使用的全部为非离子的聚丙烯酰胺,即其水解度全部小于5%,且实验用水的矿化度全部低于600 mg/L。

测定了几种不同分子量聚丙烯酰胺的黏-浓曲线(见表1、图1)。

表1 非离子聚丙烯酰胺的黏度表(浓度0.5%,自来水配制)

| 聚丙烯酰胺的分子量( $\times10^4$ ) | 黏度/ $\text{mPa}\cdot\text{s}$ |
|---------------------------|-------------------------------|
| 150                       | 7.4                           |
| 200                       | 10                            |
| 500                       | 15                            |
| 650                       | 37                            |
| 1 000                     | 42.6                          |
| 1 200                     | 120                           |

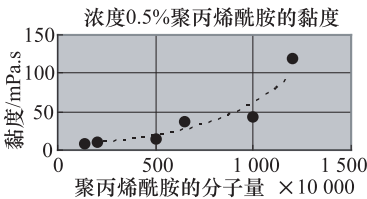


图1 非离子聚丙烯酰胺的黏度曲线

表2、图2是分子量为 $200\times10^4$ 不同水解度聚丙烯酰胺的黏度曲线。

表2 分子量 $200\times10^4$ 聚丙烯酰胺的黏度表  
(浓度0.5%,自来水配制)

| 水解度/% | 黏度/ $(\text{mPa}\cdot\text{s})$ |
|-------|---------------------------------|
| 2.7   | 10                              |
| 8.5   | 13.9                            |
| 12.5  | 15.3                            |
| 21    | 17.6                            |
| 30.2  | 20.4                            |

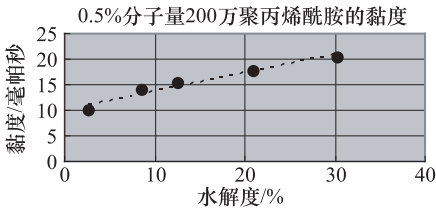


图2 分子量为 $200\times10^4$ 不同水解度聚丙烯酰胺的黏度曲线

从表2可以看出,降低聚丙烯酰胺的分子量和选择低的水解度,对降低调剖剂的初始黏度起到了决定性的作用。

又分别测定了自来水配制的分子量为 $150\times10^4$ 、 $200\times10^4$ 的聚丙烯酰胺溶液的黏度。如果要求初始黏度在 $10\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 以下,对分子量为 $150\times10^4$ 的聚丙烯酰胺,浓度1.3%以下可以满足要求;对分子量为 $200\times10^4$ 的聚丙烯酰胺,浓度0.5%以下可以满足要求;如果要求初始黏度在 $5\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 以下,对分子量为 $150\times10^4$ 的聚丙烯酰胺,浓度0.6%以下可以满足要求,对分子量为 $200\times10^4$ 的聚丙烯酰胺,浓度0.35%可以满足要求<sup>[3]</sup>。

表3 分子量 $150\times10^4$ 聚丙烯酰胺溶液的黏度表  
(自来水配制)

| 浓度/% | 黏度/ $(\text{mPa}\cdot\text{s})$ | 加入C、B后黏度/ $(\text{mPa}\cdot\text{s})$ |
|------|---------------------------------|---------------------------------------|
| 0.4  | 3.25                            | 3                                     |
| 0.8  | 6.4                             | 5.8                                   |
| 1.2  | 9.1                             | 8.6                                   |
| 1.4  | 10.6                            | 9.7                                   |

再观察低水解度低分子量聚丙烯酰胺在铬交联体系调剖剂中的黏度变化情况。表3、表4是两种聚丙烯酰胺溶液和溶液中分别加入0.4%的交联剂和0.4%的性能调节剂后体系的黏度。

表4 分子量 $200\times 10^4$ 聚丙烯酰胺溶液的黏度表(自来水配制)

| 浓度/% | 黏度/( $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ) | 加入C、B后黏度/( $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ) |
|------|----------------------------------|----------------------------------------|
| 0.3  | 3.8                              | 3.6                                    |
| 0.5  | 10.0                             | 8.9                                    |
| 0.8  | 14.6                             | 13.2                                   |
| 1.0  | 19.6                             | 17.4                                   |

可以看出,当在配制好的聚丙烯酰胺溶液中加入交联剂和性能调节剂后,体系黏度进一步降低,黏度降低幅度在5%—10%之间。

3 低初始黏度凝胶型调剖剂的室内配方实验结果

在实际应用时,其配方可按调剖目的、现场条件、特别是水源等情况的不同有不同的组合,需要根据实际情况、特别是采用实际使用的水样进行小型试验后确定现场应用的配方。

表5是一组试验结果。由于各种条件都会对结果有很大的影响,可供参考。

表5 低初始黏度凝胶型调剖剂的室内配方参考表(自来水,交联温度 $45^{\circ}\text{C}$ )

| A 浓度/% | B 浓度/% | C 浓度/% | 交联时间/d |
|--------|--------|--------|--------|
| 0.5    | 0.5    | 0.4    | 2      |
| 0.5    | 0.2    | 0.2    | 7      |
| 0.5    | 0.2    | 0.098  | 12     |
| 0.5    | 0.2    | 0.05   | 29     |
| 0.5    | 0.15   | 0.15   | 34     |
| 0.5    | 0.15   | 0.06   | 60     |

4 低初始黏度凝胶型调剖剂的有效期

截止目前,使用新研制分子量为 $200\times 10^4$ 聚丙烯酰胺形成的凝胶,在 $45^{\circ}\text{C}$ 下存放已超过180 d,凝胶的黏弹性良好,无明显失水现象。

5 低初始黏度凝胶型调剖剂的结论

(1) 初始黏度低。在保证成胶基础上,调堵剂初始黏度在 $3.3\text{—}7.5\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 之间。

(2) 在初始黏度为 $3.3\text{—}7.5\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 的情况下,凝胶黏度可达到 $6\text{—}10\times 10^4\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。无论成胶时间多长,胶联后冻胶终凝强度均很高,胶联性能较好。

(3) 具有很高的黏比系数,可达 $10^3$ 数量级。

(4) 室内样品试验,交联时间可在1—60 d之间调节,适合各种深度的调堵。

(5) 可用油田使用的各种注入水配制,但为减少黏度损失和节约填加剂用量,最好使用低矿化度水配制。

(6) 为单液法使用的调剖剂,现场施工时,可将主剂、交联剂和性能调节剂全部配制在一个体系中使用,施工工艺简单。

(7) 有较长的有效期,形成的凝胶在水中长期浸泡不降解、不变质。

参 考 文 献

1 周度彧,杨旭,薛丽娜,等.一种新型调剖堵水剂的研制.西南石油学院学报,2005;(4):3—5

2 罗跃,王正良,南国立,等.高渗透大孔道地层封堵技术研究.大庆石油地质与开发,1999;(5):32—34

3 张祥云,吴凤芝,宋文玲,等.矿化度对交联聚合物成胶的影响.大庆石油学院学报,1990;(2):34—36

The Research of Profile Control Effect of New Chemical Profile Control Agent

WANG Wei

(No. 1 Oil Production Site, Daqing Oilfields Co. Ltd, Daqing 163000, P. R. China)

[Abstract] Since Sazhong oilfield has accessed the stage of high containing water, the distribution of subsoil water and oil are getting more and more complicated. On the effect of inherent formation heterogeneity and secondary heterogeneity caused by the development of many years, intrabed and intraformational contradiction prominent increasingly, it causes injection darting of high permeability zone and containing water raised speeds up. Producing condition of poor reservoir is bad, which makes waterflood efficiency, conformance factor and final recovery efficiency low, and the development effect is bad. The technology used in this text can solve the problem, this technology can provide a strong measure for excavating the remaining oil in high water-cut stage and raising the development effect. But the initial viscosity of shallow profile modification is high, the proportion entering purpose layer is relatively low, these cause the effective radius of profile control small, and term of validity is about one year, so some injection wells need to repeat shallow profile modification, connected oil well can not produce the desired result in a long period, and it influents and restricts the effect of shallow profile modification. So the main reasons affecting the term of validity of adjusting profile and solve it are need to research. New chemical shallow profile control agent is used to optimize laboratory experiments, and triturate the profile control agent that has low initial viscosity and assorted injection technology. It makes response stage up to two years, integral development effect gains improvement obviously.

[Key words] shallow profile modification      profile control agent      radius of profile control

(上接第 7519 页)

Enhancing Oil Recovery of Surfactant/Polymer Flooding on Portuguese  
1 Group of Daqing Oil Field

JIA Sheng-yang, ZHANG Jing, WANG Qing-li, CAO Wu, WANG Guang-bing, HOU Xiang-fei

(No. 1 Oil Production Company, PetroChina Daqing Oilfield, Daqing 163111, P. R. China)

[Abstract] Daqing oilfield is entered into high water-cut stage. For the actual demands of plot, according to oil reservoir geology characteristics of Daqing Oilfield Portuguese 1 group, Daqing Oil Field Company Ltd oprates surfactant-polymer binary compound system research work. Polymer injection parameters are optimized by physical analogue and theoretical analysis. Field test shows that good pilot test effect has been realized, which has great significance for Daqing Oilfield.

[Key words] surfactant-polymer binary compound system      recovery ratio      surfactant      swept volume  
displacement efficiency