

引用格式:刘刚,王俊衡,王丹翎,等.耐高温栲胶堵剂的研制及油藏适应性评价[J].油气藏评价与开发,2021,11(3):452-458.

LIU Gang, WANG Junheng, WANG Danling, et al. Development and reservoir adaptability evaluation of a high temperature resistant plugging agent: tannin extract[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3):452-458.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.03.022

## 耐高温栲胶堵剂的研制及油藏适应性评价

刘刚<sup>1</sup>,王俊衡<sup>2</sup>,王丹翎<sup>3</sup>,颜永何<sup>1</sup>,蒋雪峰<sup>1</sup>,王倩<sup>1</sup>

(1. 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;2. 西南石油大学,四川成都 610500;  
3. 中海石油(中国)有限公司深圳分公司,广东深圳 518054)

**摘要:**稠油油藏蒸汽驱控制汽窜使用的耐高温堵剂存在强度低、老化稳定性差等问题,急需研发新型耐高温堵剂,推进现场应用。针对新疆油田九.区齐古组稠油油藏层间非均质性强导致的蒸汽驱汽窜严重、泡沫驱效果差等生产技术难题,研制出了由磺化栲胶、交联剂和促进剂组成的适用于高温油藏的磺化栲胶堵剂体系。通过静态评价实验,优化出堵剂配方为:0.6%磺化栲胶+(2.0%~2.5%)醛类交联剂 I +(1.0%~2.0%)酚类交联剂 II +(0.05%~0.06%)促进剂。油藏适应性评价结果表明:在油藏温度下老化30 d后堵剂强度保持H级以上,堵剂的封堵效率在94%以上,研究成果为克拉玛依油田九.区齐古组稠油油藏控制蒸汽窜技术的现场应用奠定了基础。

**关键词:**稠油油藏;汽窜;耐高温堵剂;磺化栲胶;油藏适应性评价

中图分类号:TE39

文献标识码:A

### Development and reservoir adaptability evaluation of a high temperature resistant plugging agent: tannin extract

LIU Gang<sup>1</sup>, WANG Junheng<sup>2</sup>, WANG Danling<sup>3</sup>, YAN Yonghe<sup>1</sup>, JIANG Xuefeng<sup>1</sup>, WANG Qian<sup>1</sup>

(1. Exploration and Development Research Institute of PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China;  
2. Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;  
3. Shenzhen Branch of CNOOC(China) Co., Ltd., Shenzhen, Guangdong 518054, China)

**Abstract:** There are several problems in the high temperature resistant plugging agent used in steam flooding of heavy oil reservoirs to control steam channeling, such as low strength and poor long-term stability. So, it is urgent to develop a new type of high temperature resistant plugging agent to promote on-site application. In order to solve the technical problems caused by strong inter-layer heterogeneity of the heavy oil reservoirs in District 9-6 of Qigu Formation in Xinjiang Oilfield, including severe steam channeling and poor foam flooding effects, a plugging agent system suitable for high temperature reservoirs and composed of sulfonated tannin extract, cross-linking agent and accelerant has been developed. By the static evaluation experiment, it is found that the optimized formula of the plugging agent is as follows: 0.6% sulfonated tannin extract + (2.0%~2.5%) aldehyde cross-linking agent I + (1.0%~2.0%) phenol cross-linking agent II + (0.05%~0.06%) accelerant. The evaluation of reservoir adaptability shows that the strength of the plugging agent remains above level H after 30 days of aging at the reservoir temperature, and the plugging efficiency is above 94%. It has laid a foundation for the field application of steam channeling control technologies in the heavy oil reservoirs of District 9-6 of Qigu Formation in Karamay Oilfield.

**Key words:** heavy oil reservoir, steam channeling, high temperature resistant plugging agent, sulfonated tannin extract, reservoir adaptability evaluation

收稿日期:2020-03-25。

第一作者简介:刘刚(1989—),男,硕士,工程师,从事稠油开发研究。地址:新疆克拉玛依市克拉玛依区准噶尔路32号中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院,邮政编码:834000。E-mail:fcliug@petrochina.com.cn

通信作者简介:王俊衡(1996—),男,在读研究生,从事提高采收率研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学,邮政编码:610500。E-mail:1187395805@qq.com

基金项目:国家科技重大专项“稠油多介质蒸汽驱技术研究与应用”(2016ZX05012-001);中国石油重大专项“新疆油田浅层稠油稳产提效技术研究与应用”(2017E-04-08)。

新疆油田九。区齐古组稠油油藏属中高孔隙度、中高渗透率、强非均质性储集层<sup>[1]</sup>。油层孔隙度为21.3%~34.7%，平均29.4%；油层渗透率为 $(131 \sim 5\,000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均 $2\,504 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。油藏渗透率在平面上级差达76倍，变异系数0.79，突进系数4.03，在纵向上渗透率级差达87倍<sup>[2]</sup>。该区1989年投入注蒸汽开发，1998年由蒸汽吞吐转入蒸汽驱开发，经过30多年开发，已进入低油汽比阶段。由于油藏的非均质性强，导致油藏出现平面窜扰矛盾突出、汽窜井比例高、纵向剩余油、蒸汽波及程度差异大、采注比高等问题<sup>[3]</sup>。

目前采用凝胶、颗粒、耐高温泡沫等堵剂，国内开展了大量的现场试验，取得了一定的效果<sup>[4-7]</sup>。常规的凝胶类堵剂在高温油藏中强度低、稳定性差、成胶时间短，颗粒类堵剂注入性差，无法推广应用<sup>[8-11]</sup>。泡沫调驱剂在现场应用取得一定的应用效果，但泡沫强度低，控制汽窜能力很弱，可供选择的国产发泡剂较少，而进口发泡剂成本较高，高成本作业也限制了泡沫调驱剂的现场应用<sup>[12-15]</sup>。因此，需要研制强度较高的耐高温堵剂，作为泡沫调驱剂的前置段塞，实现“高温堵剂调剖+泡沫调驱”的综合作用，从而大幅度改善开发效果。本文采用磺化栲胶为主剂，加入交联剂和适当的促进剂，研发了一种适用于高温油藏的凝胶类堵剂。

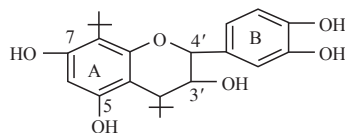
栲胶组成单元中含有酚类结构(图1)，能够与交联剂反应生成一种耐高温堵剂，具有初始黏度低、强度高、耐高温性好、价格低廉等特点<sup>[16-18]</sup>。

栲胶是以5,7,3',4'-四羟基黄烷醇为组成单元，经由C<sub>4</sub>-C<sub>8</sub>或C<sub>4</sub>-C<sub>6</sub>位的C-C键连接形成的复杂多聚物的混合物。组成单元的A环为间苯二酚型，B环为邻苯二酚型。A环和B环在一定条件下可与醛类发生缩合反应，形成具有一定弹性的凝胶<sup>[19]</sup>。

## 1 实验部分

### 1.1 实验材料与设备

实验所用材料：磺化栲胶，醛类交联剂 I，酚类



注：5,7,3',4'均代表羟基位置。

图1 栲胶的结构式

Fig. 1 Structural formula of tannin extract

交联剂 II，促进剂 MnSO<sub>4</sub>，新疆九。区地层水，总矿化度4 417.65 mg/L。

主要仪器设备：电子分析天平(精度为0.001 g)，JB200-SH型电动搅拌器(调速0~8 000 r/min)，广口瓶，蒸汽发生器，恒温箱，岩心流动实验装置。

### 1.2 实验方法

1) 胶凝溶液制备：配备一定量的模拟地层水，总矿化度为4 417.65 mg/L，结合不同的设计配方加入不同量的磺化栲胶、交联剂 I、交联剂 II 及促进剂 MnSO<sub>4</sub>后，将其搅拌均匀。

2) 成胶时间：为保证凝胶时间的准确性，采用45°目测方法<sup>[20]</sup>进行判断。把配置好的溶液放在玻璃瓶中，将其放入恒温箱中，设置温度为100℃。加热完成以后，取出玻璃瓶水平放置，观察瓶壁以及凝胶表面之间的夹角大小，判断这个夹角是否大于45°。如果大于45°说明已经成胶，则将加热的时间缩短。利用相同的方法反复测量时间，最终可以得到一个准确的凝胶时间。

3) 凝胶强度：为了对凝胶的强度进行评价，采用观察法<sup>[21]</sup>来评价堵剂体系的强度。评价标准来源 SPE(石油工程师协会)。基于这个标准可以对凝胶进行强度分级，一般来说，用于封堵高温油藏的堵剂强度要求需要达到 H 级及以上，具体的评价标准见表1。

4) 耐高温性能的评价：取优选配方，放置在不同温度的恒温箱中(25, 50, 100, 150℃)，记录实验结果，考察体系的耐高温性和老化稳定性能。

5) 酸碱环境的影响：取优选配方，放置在不同酸碱环境下(pH值范围为5~11)，记录实验结果，考

表1 凝胶强度评价标准<sup>[21]</sup>

Table 1 Evaluation criteria for gel strength<sup>[21]</sup>

等级	状态描述	分类
A	凝胶黏度与初始聚合物溶液黏度相同，目测未形成凝胶	无法成胶
B	凝胶黏度比初始聚合物黏度稍有增加	弱凝胶
C	倒置有明显的流动	弱凝胶
D	有少量凝胶不能快速流动	弱凝胶
E	凝胶不易流动	中等凝胶
F	凝胶只能在顶部小范围内流动	中等凝胶
G	凝胶流动大约下降一半	中等凝胶
H	倒置仅凝胶表面可轻微变形	强凝胶
I	倒置凝胶表面不变形	强凝胶

察不同pH值对栲胶体系性能的影响。

6) 封堵性能的评价:利用填砂管模拟油藏渗透率,并按照实验流程图2连接实验仪器,测得填砂管初始渗透率后,注入0.5 PV的堵剂,按式(1)计算封堵率。

$$E = \frac{(K_a - K_b)}{K_a} \times 100\% \quad (1)$$

式中:  $E$  为封堵率;  $K_a$  为封堵前填砂管水测渗透率;  $K_b$  为封堵后填砂管水测渗透率。

## 2 结果与讨论

### 2.1 成胶性能

#### 1) 栲胶质量分数的影响

对于堵剂体系来说,其主体就是栲胶,栲胶的质量分数将会直接影响最终成胶性能的好坏。保持交联剂体积分数和促进剂质量分数不变:交联剂 I 以及交联剂 II 体积分数分别为 2% 和 1%,促进剂质量分数为 0.05%。设计不同栲胶质量分数(0.1~1%),记录实验数据,分析栲胶质量分数对堵剂性能的影响,具体数据见表 2。

由表 2 可知,栲胶质量分数维持在 0.1%~0.2%,体系强度为 A 级,不能成胶,凝胶黏度与初始聚合物溶液黏度相同;当栲胶质量分数在 0.3%~1.0%,体系可以成胶。从图 3 曲线变化规律可以看出,栲胶质量分数增大,成胶时间减短,胶凝强度提高。栲胶

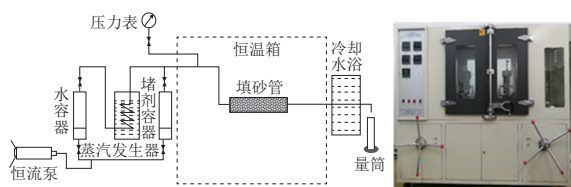


图 2 实验流程

Fig. 2 Experiment flow

表 2 栲胶质量分数对体系成胶效果的影响

Table 2 Influence of tannin extract mass fraction on gelation effect of system

栲胶质量分数(%)	成胶时间(h)	成胶强度	栲胶质量分数(%)	成胶时间(h)	成胶强度
0.1			0.6	11.8	H
0.2			0.7	9.4	H
0.3	18.2	E	0.8	8.5	I
0.4	16.3	G	0.9	7.6	I
0.5	13.6	G	1.0	7.7	I

分子结构的 A 环对醛类的反应活性高于 B 环,栲胶与醛类的反应主要发生在 A 环,即发生在 A 环的 6、8 位,先生成含有羧基的酚类,然后得到亚羧基桥连键,随之发生缩聚反应,使得体系的整体强度增大。随着栲胶质量分数的升高,栲胶分子中与交联剂接触的酚羟基越多,缩聚反应速度越快,体系的立体网状结构也更加紧密。因此,成胶时间也就越短,体系强度也随之提高。另外栲胶经过改性后,引入了磺酸基,磺酸基可以增加分子的活性和亲水性,磺化栲胶质量分数越大,更多的磺酸基增强了体系整体的亲水性,避免了栲胶主剂无法充分与水互溶,呈颗粒状悬浮于水中,导致缩聚反应只在局部或颗粒表面进行。因此,高浓度的磺酸基可使主剂充分溶于水,缩聚反应进行的更彻底更充分,栲胶与交联剂之间形成的网状结构更加紧密。栲胶质量分数为 0.6% 时,成胶时间达到 11.8 h,成胶强度达到 H 级。但当栲胶质量分数大于 6% 时,过多的栲胶分子间会自发交联,因此实际与交联剂反应的栲胶分子并没有明显变化,体系的成胶时间和成胶强度无明显变化。最终确定栲胶质量分数为 0.6%。

#### 2) 交联剂 I 体积分数的影响

保持栲胶、交联剂 II 和促进剂不变:栲胶质量分数为 0.6%,交联剂 II 体积分数为 1%,促进剂质量分数为 0.05%,设计不同醛类交联剂体积分数 0.5%~4.0%,记录实验数据,分析醛类交联剂对堵剂性能的影响,实验结果见表 3。

由表 3 可知,整个堵剂体系受到醛类交联剂体积分数的影响很大,当交联剂的体积分数上升以后,将会导致两个结果:1)体系的成胶时间降低;2)体系成胶的强度呈先增加后减小的变化规律,见图 4。其原因在于栲胶中的酚羟基能与醛类交联剂发生反应,得到亚羧基桥连键,然后发生缩聚反应。醛类交联

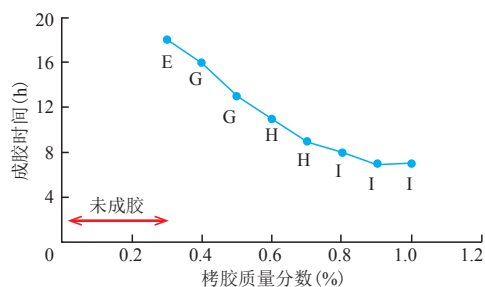


图 3 栲胶质量分数对体系成胶效果的影响

Fig. 3 Influence of tannin extract mass fraction on gelation effect of system

剂的体积分数越高,则体系中醛基的含量越高,接触的酚羟基越充分,通过缩聚反应建立的网状结构也就更加紧密,成胶时间也有所缩短。但是当交联剂体积分数上升,而栲胶质量分数为一定值,可以进行反应的酚羟基数量是不变的,反应速度增快,导致成胶时间过短,注入性变差,同时当醛类交联剂体积分数过大,会导致体系过度交联,容易脱水,且无法形成一个均匀的堵剂整体,强度下降。所以确定醛类交联剂体积分数为2.0%~2.5%。

### 3) 交联剂 II 体积分数的影响

交联剂 II 属于小分子酚类交联剂,这种交联剂还可以和醛类交联剂相互进行作用,其反应原理与酚醛树脂相似(酚中羟基邻位 C-H 键打开,与醛的 C=O 发生加成反应,然后羟基另一个邻位的 -H,和发生加成后醛的 -OH,缩聚成水,进而形成酚醛树脂),通过相互交联作用,可以改善原有交联结构,最终使体系的结构更加的紧密。实验过程中各组分如下:栲胶质量分数 0.6%,交联剂 I 体积分数 2%,促进剂质量分数 0.05% 不变,改变交联剂 II 体积分数 0~3%,记录交联剂 II 体积分数对于体系成胶的影响,实验结果见表 4。

由图 5 可知,酚类交联剂对体系的影响与醛类交

联剂相似,从数据上看,当交联剂 II 的体积分数低于 0.5% 时,体系会出现交联不足的问题。如果其体积分数保持在 1%~2%,体系的成胶的时间缩短,同时凝胶的强度增加。但是将交联剂 II 体积分数继续增加,凝胶的强度会下降。其主要的原因有 3 个:1) 当交联剂 II 体积分数较低时,这种情况下体系内无法构成良好的网络结构,所有的交联反应只在局部发生,所以最终得到的体系强度较低;2) 当交联剂 II 体积分数上升,两种交联剂发生的反应增多,使得整体结构更加紧密,强度增加;3) 当体积分数过高时,交联剂 II 首先会和交联剂 I 反应,这就会让原有的主体结构得到破坏,强度会有所下降,所以确定交联剂 II 体积分数为 1.0%~1.5%。

### 4) 促进剂质量分数的影响

保持栲胶质量分数 0.6%,交联剂 I 体积分数 2%,交联剂 II 体积分数 1% 不变,改变促进剂质量分数 0.01%~0.1%,观察不同促进剂质量分数对于栲胶体系的影响,实验结果见表 5。

由图 6 可知,随着促进剂质量分数上升,成胶时间减少,体系强度先上升一段以后保持不变。考虑到实际经济效益,优选促进剂质量分数 0.05%~0.06%。

上述实验表明,该体系在油藏条件下性能较好

表 3 交联剂 I 体积分数对体系成胶效果的影响

Table 3 Influence of volume fraction of cross-linking agent I on gelation effect of system

交联剂 I 体积分数 (%)	成胶时间 (h)	成胶强度
0.5	17.9	F
1.0	15.6	G
1.5	12.4	G
2.0	11.5	H
2.5	9.5	I
3.0	7.9	I
3.5	7.3	F
4.0	6.5	D

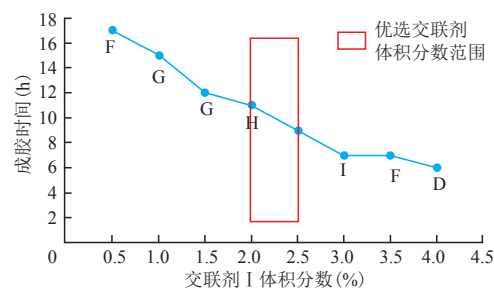


图 4 交联剂 I 体积分数对体系成胶效果的影响

Fig. 4 Influence of volume fraction of cross-linking agent I on gelation effect of system

表 4 交联剂 II 体积分数对体系成胶效果的影响

Table 4 Influence of volume fraction of cross-linking agent II on gelation effect of system

交联剂 II 体积分数 (%)	成胶时间 (h)	成胶强度
0	18.6	F
0.5	14.1	G
1.0	12.0	H
1.5	10.6	I
2.0	9.7	I
2.5	8.4	F
3.0	7.2	D

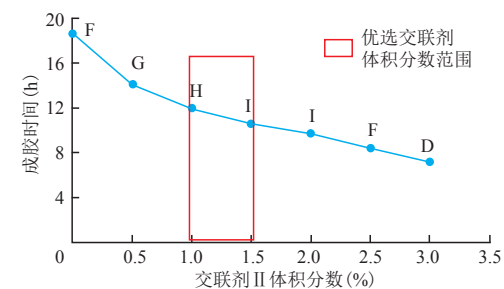


图 5 交联剂 II 体积分数对体系成胶效果的影响

Fig. 5 Influence of volume fraction of cross-linking agent II on gelation effect of system

的配方为:0.6%磺化栲胶+(2.0%~2.5%)交联剂 I +(1.0%~2.0%)交联剂 II +(0.05%~0.06%)促进剂。将优选出的栲胶体系进行微观结构扫描,得到其微观结构,见图7。

从图7可以看出,栲胶体系呈现层状分布,排列较为致密有序,栲胶分子与交联剂交联得较为紧密,分子间孔隙较小,呈现较为规整的立体网络结构,使得该体系整体的强度有所增强。

## 2.2 耐温性能

取优选配方(0.6%磺化栲胶+2%交联剂 I +1%

表5 促进剂质量分数对体系成胶效果的影响  
Table 5 Influence of accelerant mass fraction on gelation effect of system

促进剂质量分数(%)	成胶时间(h)	成胶强度
0.01	17.9	F
0.02	15.6	F
0.03	13.3	G
0.04	12.5	G
0.05	11.7	H
0.06	9.8	H
0.07	9.2	H
0.08	8.4	I
0.09	7.6	I
0.10	7.1	I

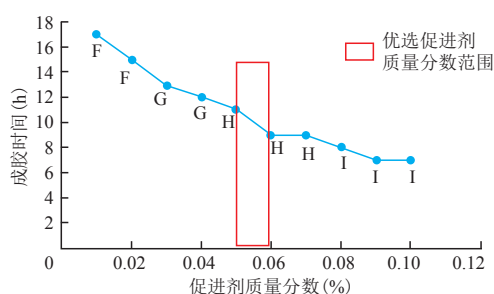


图6 促进剂质量分数对体系成胶效果的影响

Fig. 6 Influence of accelerant mass fraction on gelation effect of system

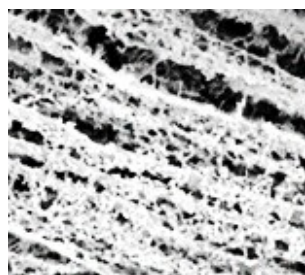


图7 栲胶体系的微观结构

Fig. 7 Microstructure of tannin extract system

交联剂 II +0.05%促进剂),放置在不同温度的恒温箱中老化30 d后,记录实验结果,考察体系的耐温性及老化稳定性能,实验结果见表6。

实验结果表明:栲胶体系在100~150℃温度条件下都可以成胶,且成胶的强度可以保持在H级以上。当温度上升以后,成胶的时间将会缩短。把栲胶体系置于油藏温度150℃条件下进行老化30 d后,体系仅有微量脱水,因此体系具备良好的老化稳定性及耐温性。

栲胶中的苯环在交联剂的作用下形成具有很多苯环的稳定的网络结构,由于苯环是完全对称的结构, $\pi$ 键形成的电子云是6个碳原子所共用的,具有一定的热稳定性,因此使得堵剂体系具有较好的高温稳定性。

## 2.3 酸碱环境的影响

取优选配方(0.6%磺化栲胶+2%交联剂 I +1%交联剂 II +0.05%促进剂),调节体系pH值,放置在恒温箱中,记录实验结果,考察不同pH值对栲胶体系性能的影响,实验结果见表7。

实验结果表明:当pH值上升以后,栲胶体系在成胶的过程中需要的时间将越来越少,成胶强度出现先增加后降低的变化趋势。其主要原因在于栲胶分子

表6 温度对体系成胶效果的影响

Table 6 Influence of temperature on gelation effect of system

温度(℃)	成胶时间(h)	成胶强度	老化30 d后
25	未成胶	未成胶	未成胶
50	24.3	G	稳定
100	15.5	H	稳定
150	10.7	H	微量脱水

表7 pH值对体系成胶效果的影响

Table 7 Influence of pH value on gelation effect of system

pH值	成胶时间(h)	成胶强度
5	17.6	G
6	13.8	H
7	12.6	H
8	11.7	H
9	11.0	H
10	10.2	I
11	6.9	F

中的B环在pH值大于10或者金属离子存在的情况下会发生反应,使成胶时间缩短,但体系在强碱环境下,交联结构会被破坏,最终导致体系的强度降低。因此,栲胶体系适宜的pH值为6~10。如后期需要解堵,可以利用pH小于5的酸溶液进行解堵。

## 2.4 封堵性能

采用填砂管,模拟油藏渗透率(岩心基本参数见表8),考察堵剂的封堵率,评价堵剂在150℃油藏条件下中的封堵能力。实验结果见表9。

注入堵剂后,注入压力先增大后基本保持不变,注入压力小,表明体系注入性良好,同时堵剂在两根填砂管中堵突破压力梯度分别为3.46 MPa/m、3.96 MPa/m,封堵率均在94%以上,表明该栲胶体系的封堵性能好,能够满足油藏需要。

## 3 结论

1) 针对新疆油田九。区齐古组稠油油藏层间非均质性导致的蒸汽驱汽窜严重、泡沫驱效果差等生产技术难题,研制出了由磺化栲胶、交联剂和促进剂组成的适用于高温油藏的磺化栲胶堵剂体系:0.6%磺化栲胶+(2.0%~2.5%)交联剂I+(1.0%~2.0%)交联剂II+(0.05%~0.06%)促进剂。

2) 利用电镜扫描技术观察了堵剂的微观结构。体系呈现层状分布,排列较为致密有序,栲胶分子与交联剂交联的较为紧密,分子间孔隙较小,呈现较为规整的立体网络结构。

3) 堵剂体系在100~150℃温度条件下均能成胶且成胶强度都在H级以上,在150℃条件下老化

30 d后,体系只有微量脱水,具有良好的耐温性和老化稳定性能。堵剂体系pH在5~10能够成胶。

4) 堵剂在两根填砂管中堵突破压力梯度分别为3.46 MPa/m、3.96 MPa/m,封堵率在94%以上。体系具有良好的封堵性能,能够改善吸气剖面,为泡沫调驱剂提供前置段塞,从而实现“高温堵剂调剖+泡沫调驱”的综合作用,大幅度提高油田开发效益。

### 参考文献

- [1] 艾赛提·吾斯曼. 九。区齐古组稠油油藏汽驱开发效果分析[J]. 价值工程, 2013, 32(22): 96-97.  
WUSIMAN Aisaiti. Analysis of 9-6 zone Qigu group heavy oil reservoir steam flooding effect[J]. Value Engineering, 2013, 32(22): 96-97.
- [2] 冯超. 九。区油藏蒸汽驱耐高温粉煤灰堵剂研制与评价[D]. 成都: 西南石油大学, 2016.  
FENG Chao. Development and evaluation of high temperature resistant fly ash plugging agent for steam flooding of reservoir in District9-6[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [3] 周伟, 寇根, 张自新, 等. 克拉玛依油田九。区稠油油藏蒸汽-CO<sub>2</sub>复合驱实验评价[J]. 新疆石油地质, 2019, 40(2): 204-207.  
ZHOU Wei, KOU Gen, ZHANG Zixin, et al. Steam-CO<sub>2</sub> flooding for heavy oil in District 9-6, Karamay Oilfield: experiment and evaluation[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2019, 40(2): 204-207.
- [4] 刘灏亮. 多介质蒸汽驱用高温封堵剂制备及其性能评价研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2018.  
LIU Haoliang. Preparation and performance evaluation of high temperature plugging agent for multi-media steam driving[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2018.
- [5] 徐国瑞, 鞠野, 李翔, 等. “堵水+调剖”联合作业效果及液流转向机理研究——以渤海SZ36-1油藏地质和流体条件为例[J]. 海洋石油, 2017, 37(1): 30-36.  
XU Guorui, JU Ye, LI Xiang, et al. Study on the effect of “water shut-off and profile control” combined operation and liquid diverting mechanism: a case study of SZ36-1 Reservoirs in Bohai Oilfield [J]. Offshore Oil, 2017, 37(1): 30-36.
- [6] 胡勇, 张运来, 张吉磊, 等. 秦皇岛32-6油田稠油油藏弱凝胶调驱技术研究及应用[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(3): 109-114.  
HU Yong, ZHANG Yunlai, ZHANG Jilei, et al. Research and application of weak gel profile control flooding technology in heavy oil reservoirs of 32-6 oilfield in Qinhuangdao[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(3): 109-114.
- [7] 刘强. 辽河油田稠油油藏水平井找堵水配套工艺技术[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(1): 101-103.  
LIU Qiang. Supporting technique of water plugging detection in horizontal wells of heavy oil reservoir in Liaohe oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(1): 101-103.
- [8] 刘如杰. 超稠油污泥复合调剖技术研究与应[J]. 非常规油气, 2019, 6(3): 58-64.  
LIU Rujie. Research and application of composite profile control technology for super heavy oil sludge[J].

表8 岩心基本参数

Table 8 Basic parameters of core

岩心编号	长度 (cm)	直径 (cm)	孔隙体积 (cm <sup>3</sup> )	孔隙度 (%)	水测渗透率 (10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )
1#	50	2.54	81.8	32.3	1 726.1
2#	50	2.54	74.8	29.6	1 688.3

表9 封堵强度测定实验结果

Table 9 Blocking strength test results

岩心编号	注入堵剂 (PV)	封堵后水测渗透率(10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )	突破压力 (MPa)	突破压力梯度 (MPa/m)	封堵率 (%)
1#	0.5	101.8	1.98	3.46	94.1
2#	0.5	87.8	1.73	3.96	94.8

- Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(3): 58-64.
- [9] 陈哲,徐鹏.弱凝胶/预交联颗粒复合调驱室内评价[J].非常规油气,2018,5(5):58-61.  
CHEN Zhe, XU Peng. Laboratory evaluation of weak gel/precrosslinked particulate composite flooding technology[J]. Unconventional Oil & Gas, 2018, 5(5): 58-61.
- [10] 刘晶静.吴起油田弱凝胶微粒复合调驱技术研究与应用[J].非常规油气,2018,5(6):76-79.  
LIU Jingjing. Research and application of weak gel particle composite transfer technology in Wuqi Oilfield[J]. Unconventional Oil & Gas, 2018, 5(6): 76-79.
- [11] 师晓伟,杨海龙,张建成,等.甘谷驿油田1281井区自适应泡沫凝胶深部调控技术现场应用[J].非常规油气,2017,4(2):78-84.  
SHI Xiaowei, YANG Hailong, ZHANG Jiancheng, et al. Application of self-adaptive foam gel flooding technology in 1281 well area of Ganguyi Oilfield[J]. Unconventional Oil & Gas, 2017, 4(2): 78-84.
- [12] 戴彩丽,付阳,由庆,等.高温高盐油藏堵剂的研制与性能评价[J].新疆石油地质,2014,35(1):96-100.  
DAI Caili, FU Yang, YOU Qing, et al. Blocking agent for high temperature and high salinity reservoir: development and evaluation[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(1): 96-100.
- [13] DAI C L, YOU Q, HE L, et al. Study and field application of a profile control agent in a high temperature and high salinity reservoir[J]. Energy Sources Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2011, 34(1): 53-63.
- [14] DAI C L, YOU Q, HE L. Study and field application of inorganic composite blocking agent with ultra-low density for water coning control in high temperature and high salinity fractured-vuggy carbonate reservoir[C]// paper SPE-149082-MS presented at the SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, 15-18 May, 2011, Al-Khobar, Saudi Arabia.
- [15] 王健,罗平亚.新型缔合聚合物调堵体系的研制[J].石油钻采工艺,2000,22(3):54-56.  
WANG Jian, LUO Pingya. Development of the new associative polymer in profile control[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2000, 22(3): 54-56.
- [16] SANNI M, ABBAD M, KOKAL S, et al. Reservoir description insights from an inter-well chemical tracer test[C]// paper SPE-188060-MS presented at the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition, 24-27 April, 2017, Dammam, Saudi Arabia.
- [17] 薛强.红浅1井区优势通道识别及调堵对策研究[D].成都:西南石油大学,2018.  
XUE Qiang. Study on identification of dominant channels and plugging control measures in Hongqian 1 well block[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.
- [18] BRIGHAM W E, ABBASZADEH-DEHGHANI M. Tracer testing for reservoir description[J]. Journal of Petroleum Technology, 1987, 39(5): 519-527.
- [19] 孙新革,赵长虹,熊伟,等.风城浅层超稠油蒸汽吞吐后期提高采收率技术[J].特种油气藏,2018,25(3):72-76.  
SUN Xinge, ZHAO Changhong, XIONG Wei, et al. Enhanced oil recovery in the late stage of shallow super-heavy oil reservoir with steam huff-puff in Fengcheng Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(3): 72-76.
- [20] 王兰,王健,方位,等.红岗高台子区块低渗裂缝性油藏复合调驱工艺室内试验研究[J].长江大学学报(自科版),2015,12(25):1-5.  
WANG Lan, WANG Jian, FANG Wei, et al. Laboratory experiment of composite flooding technology of low permeability fractured reservoirs in Honggang Gaotaizi block [J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2015, 12(25): 1-5.
- [21] 杜忠磊,王健,沈群,等.耐高温堵剂的室内研究[J].精细石油化工进展,2013,14(4):29-33.  
DU Zhonglei, WANG Jian, SHEN Qun, et al. Laboratory study on plugging agent with high temperature resistance[J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2013, 14(4): 29-33.

(编辑 黄颖)