文章编号:1000-4092(2020)04-697-04

稠油蒸汽驱封窜剂/洗油剂复合调驱技术*

舒 展,裴海华,张贵才,曹 旭,郑家祯,蒋 平

(中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266580)

摘要:针对稠油蒸汽驱波及系数低、洗油效率低的问题,用石油树脂颗粒、阴离子型表面活性剂和水溶性高分子聚合物制备了耐高温封窜剂,将羧酸盐表面活性剂和磺酸盐表面活性剂按质量比1.5∶1复配制得洗油剂。通过物理模拟实验研究了封窜剂和洗油剂复合调驱技术,考察了封窜剂的注入性和封堵性,以及复合调驱体系提高蒸汽驱采收率的能力。结果表明,封窜剂注入性和封堵性较好,在250℃高温下具有较好的耐冲刷性能。对于渗透率大于3.0 μm^{2}的地层,封窜剂具有较好的注入性能;对于渗透率约为5.0 μm^{2}的岩心,封堵率均能保持在90%以上,并且在250℃蒸汽冲刷20 PV后,封堵率降低值低于2%。洗油剂可使油水界面张力达到10^{-3} mN/m数量级,在90～250℃的洗油效率大于40%。蒸汽驱中单独使用洗油剂仅能提高采收率14%,而采用封窜剂和洗油剂复合调驱体系可提高采收率26%。稠油蒸汽驱中采用封窜剂和洗油剂复合调驱技术可有效封堵汽窜通道,提高驱油效率,改善稠油油藏蒸汽驱的开发效果。图2表4参15

关键词:稠油;蒸汽驱;汽窜;封窜剂;洗油剂;采收率

中图分类号:TE345 **文献标识码**:A **DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.04.022

目前开发稠油油藏主要以热采的方法为主[1-5]。随着注汽强度提高,汽窜现象变得更加明显。汽窜现象使得蒸汽在油藏各个方向上受热不均,从而出现蒸汽的热损失增加、蒸汽的波及体积变小、开发成本提高等问题[6-9]。使用合适的封窜剂能有效控制蒸汽超覆和汽窜现象,提高蒸汽的波及体积,进而提高稠油的开发效率[10-12]。目前,封窜剂调驱技术多使用无机颗粒或者泡沫作为堵剂来改善蒸汽驱开发效果[13-15]。无机颗粒虽然耐高温,但对地层伤害较大并且难以注入地层深部,而泡沫则耐温性能较差。本文用石油树脂颗粒、阴离子型表面活性剂和水溶性高分子聚合物制备了耐高温封窜剂,将羧酸盐表面活性剂和磺酸盐类表面活性剂复配制得洗油剂。通过物理模拟实验研究了封窜剂和洗油剂复合调驱技术,考察了封窜剂的注入性和封堵性,以及复合调驱体系提高蒸汽驱采收率的能力。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

分散剂:磺酸盐阴离子型表面活性剂(TA)、羧酸盐阴离子型表面活性剂(TC),东营达维化学有限公司;稳定剂:水溶性高分子聚合物(QJ),成都科宏化学品公司;洗油剂:羧酸盐阴离子型表面活性剂(DF)、磺酸盐阴离子型表面活性剂(OB),东营达维

* **收稿日期**:2020-01-02;**修回日期**:2020-09-07。

基金项目:国家重点研发计划"稠油化学复合冷采基础研究与工业示范"(项目编号2018YFA0702400),山东省自然科学基金项目"纳米颗粒稳定乳状液在油藏孔隙介质中形成条件及流度控制机理研究"(项目编号ZR2019MEE085),中央高校基本科研业务费专项资金资助"多孔介质中化学驱油体系在稠油中的黏性指进机制及调控方法研究"(项目编号18CX02096A)。

作者简介:舒展(1995-),男,中国石油大学(华东)油气田开发专业在读硕士研究生(2017-),研究方向为提高采收率与采油化学,E-mail:864518785@qq.com。裴海华(1984-),男,副教授,硕士生导师,本文通讯联系人,中国石油大学(华东)油气田开发工程专业博士(2013),从事油气田开发工程的教学和科研工作,通讯地址:266580 山东省青岛市中国石油大学(华东)石油工程学院,E-mail:peihaihua@upc.edu.cn。

化学有限公司；石油树脂颗粒，直径为10～30 μm，东营达维化学有限公司；稠油，50℃下的黏度为25 Pa·s；地层水，矿化度41102 mg/L，离子组成（单位mg/L）为：K^++Na^+ 11865、Ca^{2+} 1765、Mg^{2+} 201、SO_4^{2-} 723、HCO_3^- 196、Cl^- 26352；填砂管长度20 cm、直径2.5 cm；天然石英砂，粒径60～120目。

ZQY-1高温物理模拟实验装置、A-2001蒸汽发生器，江苏海安县石油科研仪器厂；TLH5Y气体流量计，美国Parker Hannifin公司；PC-6超声波清洗器，昆山市超声仪器有限公司；SD-201油水分离器，沈阳金城玻璃仪器厂；TX-500C界面张力仪，美国CNG公司；DV-Ⅱ+Pro型黏度计，美国Brookfield公司；Spectrum 722E可见分光光度计，上海光谱仪器有限公司。

1.2 实验方法

（1）封窜剂注入性能评价

为研究不同渗透率地层中封窜剂（1%石油树脂颗粒+0.05% TC/TA（2∶3）+0.7% QJ）的注入性能，用填砂管填制渗透率为1.8～6.9 μm^2的模拟岩心，以1.67 mL/min的速度注入250℃的蒸汽，记录压力稳定值p_1，再以3.33 mL/min的速度注入2 PV封窜剂，记录压力稳定值p_2。按$1.67\times p_2/(3.33\times p_1)$计算阻力系数$F_r$。

（2）封窜剂封堵性能评价

在60℃下，向渗透率不同的填砂管中分别注入2 PV封窜剂，然后将填砂管置于250℃烘箱中老化2 h，以1.67 mL/min的速度注入20 PV温度为250℃的蒸汽，记录蒸汽驱过程中的压力变化，计算蒸汽注入过程中的封堵率。

（3）洗油剂优选与耐温性能评价

将两种表面活性剂按不同质量比复配（总质量分数为0.6%），与稠油在90℃下混合，测定油水界面张力，优选出最佳洗油剂体系。用地层水配制质量分数为0.6%的洗油剂，倒入高温高压热处理容器中，密封后置于90～250℃的恒温箱中24 h，取出冷却后得到高温处理试样。取60～80目干净的天然石英砂与稠油按质量比4∶1混合、室温静置老化；然后将油砂与0.6%的洗油剂以质量比1∶10混合并老化48 h（每天上午、下午各摇动一次）；将老化后的混合液体取出，用石油醚以10倍的质量比萃取原油，取上清液测定其吸光度，计算洗油效率。

（4）物理模拟实验

①洗油剂体系物理模拟实验。用干燥的石英砂填制填砂管，计算孔隙体积和孔隙度；使用平流泵以1.67 mL/min的流速注水直至压力稳定，记录平衡压力值，根据达西公式计算填砂管的渗透率；将填砂管置于60℃烘箱中，以1.67 mL/min的流速注入原油，待填砂管出口端含油量高于98%后停止注入，记录出水总体积即为饱和油量；一次蒸汽驱：以1.67 mL/min的流速注入蒸汽，至产出液含水率达到98%为止，记录产出液含水情况，计算采收率；以3.33 mL/min的流速注入0.3 PV洗油剂，老化12 h；二次蒸汽驱：以1.67 mL/min的速度注入蒸汽，待产出液的含水率超过98%后关泵，计算产出液的含水情况和采收率。②洗油剂与封窜剂结合物理模拟实验。驱替过程与①基本一致，差别仅在注入0.3 PV洗油剂前先注入0.5 PV封窜剂。

2 结果与讨论

2.1 封窜剂性能评价

2.1.1 注入性能

在渗透率不同的填砂管中注入蒸汽和封窜剂，阻力系数计算结果如表1所示。随着渗透率的增加，封窜剂注入压力平衡值逐渐减小。这是由于渗透率较大的地层孔喉直径较大，蒸汽流动阻力较小，因此注入压力较小。对于渗透率大于3.0 μm^2的填砂管，封窜剂的阻力系数较低，注入性能较好。

表1 封窜剂在不同渗透率填砂管中的注入压力与阻力系数

渗透率/μm^2	封堵前注蒸汽压力/MPa	注入封窜剂压力/MPa	阻力系数
1.8	0.031	10.01	161
3.2	0.027	3.61	66
4.5	0.018	1.90	53
5.8	0.013	1.30	50
6.9	0.008	0.78	48

2.1.2 封堵性能

在渗透率不同的填砂管中注入封窜剂和蒸汽后，封堵率的变化如表2所示。在不同渗透率下，经蒸汽长时间冲刷后，封窜剂的封堵率均能保持在90%以上，封堵率降幅最大仅为2%，表明封窜剂的耐冲刷性能较好。

表2　封窜剂对不同渗透率填砂管的封堵率

渗透率/μm²	最大封堵率/%	注蒸汽后的封堵率/%	封堵率降低值/%
6.3	91	90	1
5.2	92	91	1
4.3	97	95	2

2.2　洗油剂优选与耐温性能评价

2.2.1　洗油剂优选

两种表面活性剂不同复配比下的洗油剂与稠油在90℃下的动态界面张力如表3所示。在DF中加入OB可使界面张力降至超低。当表面活性剂的复配比大于1∶1时，油水动态界面张力的最小值（IFT_{min}）达到10^{-3} mN/m数量级，且油滴很快被拉断。这是由于羧酸盐阴离子型表面活性剂DF与磺酸盐阴离子型表面活性剂OB复配可使表面活性剂分子在油水界面排列更加紧密，获得更低的油水界面张力。因此洗油剂中表面活性剂DF、OB适宜的质量比为1.5∶1，后续实验均按此配制洗油剂。

表3　0.6% DF与OB复配体系的动态界面张力

DF、OB质量比	IFT_{min}/(mN·m^{-1})	IFT_{eq}/(mN·m^{-1})
0∶1	0.65	0.67
1∶2	0.45	0.48
1∶1.5	0.25	0.26
1∶1	0.007	0.02
1.5∶1	1×10^{-4}	0.0015
2∶1	5.96×10^{-4}	0.0339
1∶0	0.33	0.37

注：IFT_{eq}—动态界面张力平衡值；IFT_{min}—动态界面张力最小值。

2.2.2　洗油剂耐温性能

经不同温度处理后的洗油剂的吸光度和洗油效率如表4所示。随着温度的上升，洗油效率有所下降，但在不同温度下洗油剂的洗油效率均能达到40%以上，说明在高温条件下该洗油剂对稠油的洗油效果较好。

表4　不同温度下0.6%洗油剂的洗油效率

温度/℃	吸光度	洗油效率/%	温度/℃	吸光度	洗油效率/%
90	0.660	44.011	200	0.623	41.577
150	0.636	42.396	250	0.604	40.464

注：90℃下空白的吸光度为0.239，洗油效率为15.62%。

2.3　岩心驱油效果

2.3.1　洗油剂驱油

在渗透率为4.768、4.865 μm²的填砂管中进行洗油剂驱油实验。由渗透率为4.768 μm²的填砂管驱油结果（见图1）可以看出，一次蒸汽驱累计采收率为44%，注入0.3 PV洗油剂后，二次蒸汽驱累计采收率达到59%，洗油剂的采收率增值为15%。渗透率为4.865 μm²的填砂管中，一次蒸汽驱采收率为47%，注入洗油剂后，二次蒸汽驱累计采收率为61%，洗油剂的采收率增值为14%。可以看出，单独使用洗油剂可以提高采收率14%以上。这是由于洗油剂的注入降低了油水之间的界面张力，提高了洗油效率和采收率。

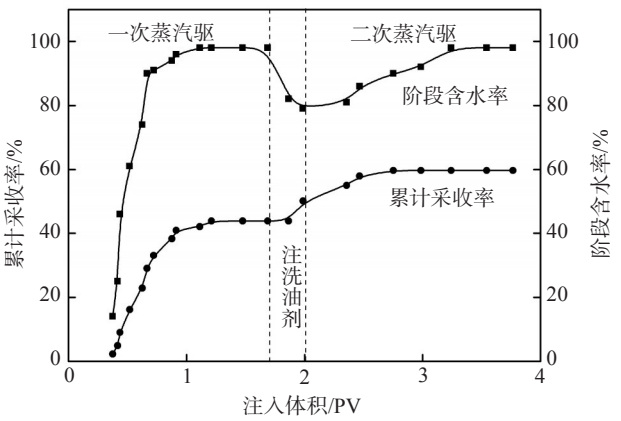

图1　洗油剂在填砂管中的驱油效果

2.3.2　洗油剂与封窜剂配合驱油

在渗透率为4.636 μm²的填砂管中进行洗油剂与封窜体系配合驱油实验，结果如图2所示。一次蒸汽驱累计采收率为45%，依次注入0.5 PV封窜剂与0.3 PV洗油剂后，二次蒸汽驱累积采收率达到71%，采收率提高26%，相较于单独使用洗油剂，采收率大幅提高。这是由于在未注入封窜剂的情况下，由于高渗层流动阻力小，洗油剂优先进入高渗层而少量会进入低渗层，这就导致洗油剂的波及系数降低，提高采收率的效果降低；而当洗油剂与封窜剂配合使用时，注入封窜剂，同样会优先进入高渗层，在高渗层起到封堵的效果，提高二次蒸汽驱时的蒸汽波及系数，同时由于封窜剂的作用，洗油剂能进入中、低渗透率的地层，提高洗油剂的波及系数，进而提高采收率。

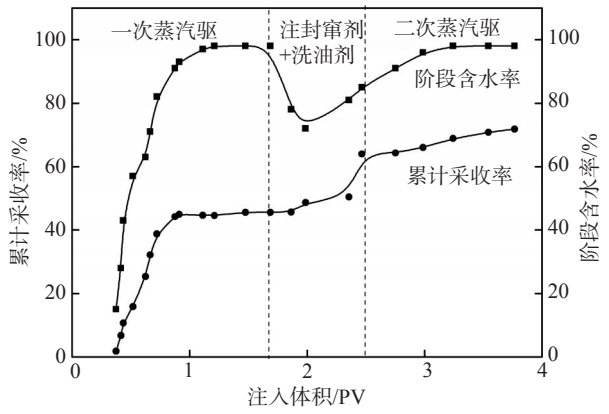

图2 洗油剂与封窜剂复合调驱效果

3 结论

用石油树脂颗粒、阴离子型表面活性剂和水溶性高分子聚合物制备的耐高温封窜剂注入性和封堵性较好，在250℃高温下具有较好的耐冲刷性能。将羧酸盐阴离子型表面活性剂和磺酸盐阴离子型表面活性剂按质量比1.5∶1复配制得的洗油剂可使油水界面张力达到10^{-3} mN/m数量级，在90～250℃的洗油效率可达40%以上。岩心驱油实验结果表明，单独使用洗油剂可提高采收率约14%，洗油剂与封窜剂配合使用则可提高采收率26%。

参考文献：

[1] 李凡，罗跃，丁康乐，等. 胜利油田G89-1区块CO_2气驱封窜剂的性能评价[J]. 油田化学，2014，31(1)：51-55.

[2] 刘传武，王晓东. 选择性调剖堵窜技术在稠油热采井上的应用[J]. 长江大学学报(自然科学版)，2007，4(2)：223-225.

[3] 王少锋，何龙，董瑞强，等. 液体封窜剂的制备与性能评价[J]. 油田化学，2018，35(4)：608-612.

[4] 杨胜利，耿立峰. 多井整体蒸汽吞吐在超稠油开采中的初步应用[J]. 特种油气藏，2002，9(6)：16-17.

[5] 张勇. 杜84断块超稠油蒸汽吞吐汽窜机理分析及防窜措施初探[J]. 特种油气藏，2002，9(6)：31-36.

[6] LIU Hao，CHENG Linsong，HUANG Shijun. Evolution characteristics of SAGD steam chamber and its impacts on heavy oil production and heat consumption [J]. Int J Heat Mass Transfer，2018，121：579-596.

[7] 邹斌，盖平原，宋文方，等. 胜利油区蒸汽驱工艺技术现状及攻关方向[J]. 油气地质与采收率，2010，17(5)：50-52.

[8] 罗池辉，赵睿，杨智，等. 浅层超稠油油藏FAST-SAGD提高采收率技术研究[J]. 特种油气藏，2017，24(3)：119-122.

[9] 孙建芳. 稠油油藏表面活性剂辅助蒸汽驱适应性评价研究[J]. 油田化学，2012，29(1)：60-64.

[10] SRIVASTAVA P，DEBORD J，SADETSKY V，et al. Laboratory evaluation of a chemical additive to increase production in steam assisted gravity drainage (SAGD) [C]//17th SPE Improved Oil Recovery Symposium. USA，2010：45-52.

[11] LI Ran，WANG Danling，CHEN Zhangxin. Chemical additives and foam assisted SAGD model development [C]//SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. Canada，2017：692-707.

[12] 李凡，罗跃，肖清燕，等. CO_2驱低渗非均质油藏抗高温封窜剂的性能研究[J]. 油田化学，2016，31(1)：146-150.

[13] 廖月敏，付美龙，杨松林. 耐温抗盐凝胶堵水调剖体系的研究与应用[J]. 特种油气藏，2019，26(1)：158-162.

[14] 黄翔，张凤丽. 稠油油藏高温泡沫调剖体系室内实验研究[J]. 西南石油大学学报，2007，29(5)：116-118.

[15] 杨艳，王业飞，张鹏，等. 选择性封窜剂的作用机理及应用影响因素[J]. 油田化学，2012，29(4)：502-506.

Compound Profile-control and Oil Displacement Technology of Channeling Plugging Agent and Oil-washing Agent for Steam Flooding

SHU Zhan，PEI Haihua，ZHANG Guicai，CAO Xu，ZHENG Jiazhen，JIANG Ping

(*School of Petroleum Engineering*，*China University of Petroleum* (*East China*)，*Qingdao*，*Shandong 266580*，*P R of China*)

Abstract: Aiming at the problems of low sweep coefficient and low oil-washing efficiency of steam flooding for heavy oil，a high-temperature-resistant channeling plugging agent was prepared with petroleum resin particle，anionic surfactants and water-soluble high molecular polymer. The carboxylate surfactant and the sulfonate surfactant were compounded with a mass ratio of 1.5∶1 to obtain oil-washing agent. The compound profile-control and oil displacement technology of channeling plugging agent and oil-washing agent was investigated by physical simulation experiment. The injection and plugging properties of channeling plugging agent，as well as the ability of the compound profile-control and oil displacement system to improve the recovery of steam flooding were investigated. The results showed that the channeling plugging agent had good injection and plugging properties，and had good erosion resistance at a high temperature of 250℃. The channeling plugging agent had better injection performance for the core with the permeability greater than 3.0 μm^2. The plugging rate could be maintained above 90% for the core with the permeability about 5.0 μm^2，and the reduction of plugging rate was less than 2% after flooded 20 PV steam at 250°C. The oil-washing agent could reduce the oil-water interfacial tension to 10^{-3} mN/m，and the oil-washing efficiency at 90—250℃ was greater than 40%. The use of oil-washing agent alone in steam flooding could only increase the recovery by 14%，while the use of channeling plugging agent and oil-washing agent compound system could increase the recovery by 26%. The combination of channeling plugging agent and oil-washing agent in steam flooding could effectively block the steam channeling，increase oil displacement efficiency，and improve the development effect of steam flooding in heavy oil reservoir.

Keywords: *heavy oil*；*steam flooding*；*steam channeling*；*channeling plugging agent*；*oil-washing agent*；*recovery factor*