

引用格式:冯茹森,李爱辉,章洋阳,等.基于油藏化学驱能耗分配原理的理想流度控制型驱油剂研究I:聚/表二元复合驱油体系的渗流阻力调控机理及应用[J].油气地质与采收率,2024,31(3):63-77.

FENG Rusen, LI Aihui, ZHANG Yangyang, et al. Study on ideal oil displacement agents for mobility control based on principle of reservoir chemical flooding energy consumption distribution I: flow resistance regulation mechanism and application of surfactant/polymer combination system[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2024, 31(3): 63-77.

## 基于油藏化学驱能耗分配原理的理想流度控制型 驱油剂研究 I: 聚/表二元复合驱油体系的 渗流阻力调控机理及应用

冯茹森<sup>1,2,3,4</sup>, 李爱辉<sup>5</sup>, 章洋阳<sup>5</sup>, 豆亚娟<sup>5</sup>, 舒政<sup>1,6</sup>, 许成军<sup>7</sup>

(1. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500; 2. 西南石油大学 化学化工学院, 四川 成都 610500; 3. 油气田应用化学四川省重点实验室, 四川 成都 610500; 4. 油田化学教育部工程研究中心, 四川 成都 610500; 5. 中国石油长庆油田分公司 西安长庆化工集团有限公司, 陕西 西安 710018; 6. 西南石油大学 石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500; 7. 四川海盾石油新技术开发有限公司, 四川 成都 610041)

**摘要:**针对驱油剂的深部流度控制能力与近井地带注入性之间的矛盾,提出了理想流度控制型驱油剂应满足低黏度配制/输送、近井地带低吸附量长期稳定注入和低浓度产出液的技术要求,同时,在渗流过程中能够在储层深部不同位置建立多级渗流阻力峰值,并且前缘后驱替相渗流阻力应始终保持在较低水平。基于固/液界面吸附作用与分子间相互作用的协同效应,设计了在渗流过程中具备动态改变体系组成和微观溶液结构,从而改变其渗流阻力特征的疏水缔合聚合物/阴离子型表面活性剂二元体系。相较于HP-1(1 500 mg/L),表观黏度相近,组成不同的二元体系HP-1(1 500 mg/L)/SDSB(150 mg/L)和HP-1(1 500 mg/L)/SDSB(200 mg/L),在段塞注入及其后续水驱过程中可以在多孔介质的中、后部构建数值更高、空间分布更优的动态渗流阻力,说明二元体系具备运移增黏特征和延迟突破特征,其前缘的流度控制能力更强,并且渗流阻力在储层的空间分布更合理,从而延长了段塞整体突破时间,有利于提高波及体积和驱油效率。在相对稠油、强非均质性和水驱含水率为80%的渤海某油田油藏条件下,采用基本相同剂量、相近成本的化学剂工业产品进行的驱油实验表明:二元体系后续水驱突破之前驱油剂段塞渗流阻力的空间动态分布特征是影响驱油效率的关键因素,二元体系(AP-P4(1 400 mg/L)/ZX-27(300 mg/L),黏度为6.4 mPa·s)比疏水缔合聚合物AP-P4(1 750 mg/L,黏度为62.9 mPa·s)多提高10%的原油采收率。

**关键词:**能耗分配;聚/表二元复合驱;水溶性疏水缔合聚合物;流度控制;界面吸附;协同效应

文章编号:1009-9603(2024)03-0063-15

DOI:10.13673/j.pgre.202308006

中图分类号:TE357.46

文献标识码:A

## Study on ideal oil displacement agents for mobility control based on principle of reservoir chemical flooding energy consumption distribution I: flow resistance regulation mechanism and application of surfactant/polymer combination system

FENG Rusen<sup>1,2,3,4</sup>, LI Aihui<sup>5</sup>, ZHANG Yangyang<sup>5</sup>, DOU Yajuan<sup>5</sup>, SHU Zheng<sup>1,6</sup>, XU Chengjun<sup>7</sup>

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 2. School of Chemistry & Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 3. Oil & Gas Field Applied Chemistry Key Laboratory of Sichuan Province, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 4. Engineering Research Center of Oilfield Chemistry, Ministry of Education, Chengdu City, Sichuan

收稿日期:2023-08-04。

作者简介:冯茹森(1972—),男,吉林四平人,副教授,博士,从事化学驱提高采收率理论及应用技术研究。E-mail:fengrs@swpu.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金面上项目“基于固/液界面吸附与分子间相互作用协同效应的二元复合驱体系及其流度调控机制”(51774244)。

Province, 610500, China; 5.Xi'an Changqing Chemical Group Company, Ltd., Changqing Oilfield Company, CNPC, Xi'an City, Shaanxi Province, 710018, China; 6.School of Oil & Natural Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 7.Sichuan Haidun Oil New Technology Development Company, Ltd., Chengdu City, Sichuan Province, 610041, China)

**Abstract:** In response to the contradiction between the deep mobility control capability and near-well-bore area injectability of oil displacement agents, this paper proposed that an ideal oil displacement agent for mobility control should fulfill the technical requirements of low viscosity preparation/transportation, low adsorption in the near-well-bore area for long-term stable injection, and produced liquid with low concentrations of the component. Meanwhile, multi-level flow resistance peaks ( $\Delta p_{\max}$ ) at different positions in the deep reservoir should be established during the flow process, and flow resistance of fluid after displacing front should be maintained at a lower level. Based on the synergistic effect of the adsorption at the solid/liquid interface and the inter-molecular interaction, a hydrophobically associating water-soluble polymer/anionic surfactant binary system was designed with the characteristics of dynamically changing the system constituent and microscopic solution structure, thereby changing flow resistance. Compared with HP-1 (1 500 mg/L), the binary systems HP-1 (1 500 mg/L)/SDSB (150 mg/L) and HP-1 (1 500 mg/L)/SDSB (200 mg/L), with similar apparent viscosity and different constituents can construct dynamic flow resistance with higher values and better spatial distribution in the middle-rear position of the porous medium flow during the slug injection and subsequent water flooding processes. It verified that the binary system had the characteristics of viscosity increasing and delayed breakthrough during migration, and the mobility control capability in the displacing front was more powerful. In addition, the spatial distribution of flow resistance in the reservoir becomes more reasonable, which prolonged the overall breakthrough time of the slugs, thus expanding the swept volume and enhancing the oil displacement efficiency. Oil displacement experiments were conducted in a Bohai Oilfield with heavy oil, strong heterogeneity, and 80% water cut during water flooding, with chemical industrial products with basically the same dosage and similar cost adopted. The results show that the spatial dynamic distribution characteristics of the binary system before subsequent water flooding breakthrough are a crucial factor affecting oil displacement efficiency, and the binary system (AP-P4 (1 400 mg/L) + ZX-27(300 mg/L), viscosity of 6.4 mPa·s) can improve the oil recovery by more than 10% compared with hydrophobically associating water-soluble polymer AP-P4 (1 750 mg/L, viscosity of 62.9 mPa·s).

**Key words:** energy consumption distribution; polymer/surfactant combination flooding; hydrophobically associating water-soluble polymer; mobility control; interfacial adsorption; synergy effect

目前,中国中高渗透、高含水油田原油年产量仍占全国的50%<sup>[1]</sup>,而化学驱已成为中高渗透油田大幅度提高采收率的重要手段,其主要矛盾是层间、层内和平面三大非均质性加剧和剩余油进一步分散<sup>[2-3]</sup>,迫切需要开发在储层深部渗流阻力可控<sup>[1]</sup>、储层岩石孔喉尺寸<sup>[4-5]</sup>与宏观/微观非均质性配伍<sup>[6-7]</sup>、自适应调堵及深度液流转向<sup>[4]</sup>的新型分散驱替体系,实现波及体积的进一步扩大并在一定程度上提高洗油效率。

化学驱技术,特别是聚合物驱技术,在技术和经济性2个方面都被认为是提高原油采收率的有效技术路线<sup>[8]</sup>,其主要原理是驱油剂能够在储层深部,特别是剩余油和残余油富集区域,大幅度提高流量控制能力。化学驱技术发展的主要瓶颈之一是驱油剂在储层深部流量控制能力与近井地带注入性之间的矛盾<sup>[4,7]</sup>。聚合物在分散、熟化、混配、泵注过程中<sup>[9]</sup>和在近井地带高速注入过程中都会发生强烈的剪切作用,这将会使聚合物的分子链发生机械降解<sup>[10]</sup>,导致驱油剂的黏度大幅度降低,储层深部的

流量控制能力也必然逐渐减弱(图1)。大幅度提高聚合物溶液的注入浓度或黏度,在经济上和技术上都不具备可行性。此外,基于结构黏度的驱油体系(如疏水缔合聚合物<sup>[11]</sup>、梳形聚合物<sup>[7,12]</sup>、聚表剂<sup>[13]</sup>、聚合物降黏剂<sup>[14-15]</sup>等)在注入端以多分子聚集体形态存在,与储层孔隙结构配伍性差,其注入性和传输运移效果问题突出<sup>[7]</sup>。针对聚合物大段塞注入过程中易发生吸入剖面反转现象<sup>[2,16]</sup>,提出了交替注

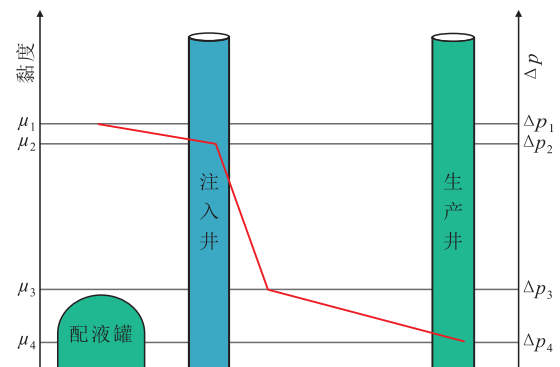


图1 聚合物溶液黏度/渗流阻力变化特征示意  
Fig.1 Viscosity/flow resistance characteristics of polymer solution

入<sup>[17-18]</sup>、相对分子质量宽分布聚合物注入<sup>[19]</sup>、多段塞注入<sup>[20]</sup>等优化注入方式。

笔者首先对油藏系统的能耗分配关系进行了分析,并基于疏水缔合聚合物和表面活性剂组成的二元体系在固/液界面吸附作用与分子间相互作用的协同效应,提出了理想流度控制型驱油剂的基本概念,设计了具有新的流度调控机制的复合驱油体系,在渗流过程中能够较大范围和较大幅度地调控段塞前缘及前缘后驱替相的流度,同时实现驱油剂的低功耗传输和高效率驱油。与传统的化学驱技术相比较,新型复合驱油体系具有表面活性剂用量低、注入性好、驱油效率高的特点,有望在常规化学驱油藏,特别是稠油油藏<sup>[11,18,21]</sup>和聚合物驱后油藏<sup>[1,22]</sup>获得更好的驱油效果和更高的经济效益。

## 1 油藏化学驱开发过程中的能耗分析

化学驱开发过程主要包括注入井注入、油藏内流动和生产井举升3个子过程:

$$E_{\text{总}} = E_{\text{注入}} + E_{\text{油藏}} + E_{\text{举升}} \quad (1)$$

对于注入和举升2个子过程,目前都有成熟的计算方法、评价指标和评价方法计算其输入、输出能量及评价系统效率<sup>[23-25]</sup>。但是,对于连接注入和举升2部分枢纽的油藏内流动过程的能耗分析及计算的相关研究则较为少见<sup>[26-27]</sup>。

从石油工程的角度来看,化学驱是注入驱油剂在油藏内对水驱后剩余油/残余油做功的过程。增加驱油剂做功的效率是评价提高采收率方法有效性的基本指标,也是化学驱开发生产过程的主要目标。

### 1.1 油藏系统分区

本文所研究的油藏系统定义为从注入井井底至生产井井底的储层空间。根据储层流体的流速与雷诺数( $Re$ )的关系,可将渗流区域划分为高速非达西流动区域和达西流动区域<sup>[28]</sup>。取 $Re=0.2$ 作为临界值,将油藏系统划分注入井近井地带、稳定平面径向流区和生产井近井地带3个区间(图2)。

图2中驱油剂(化学驱段塞和注入水)在注入井近井地带的 $Re>0.2$ ,为紊流态,临界半径为 $r_{hi}$ ;驱油剂与原油的混合物在生产井近井地带的 $Re>0.2$ ,也是紊流态,临界半径为 $r_{ho}$ ;驱油剂在稳定平面径向流区的 $Re\leq 0.2$ ,为层流驱油过程。

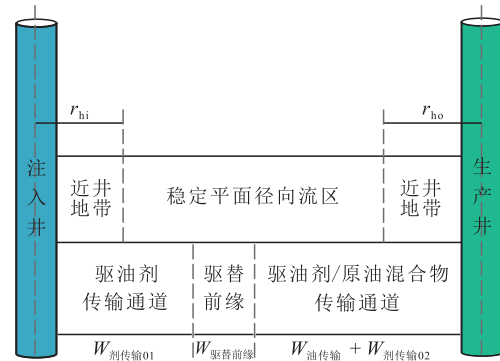


图2 油藏系统分区及流体做功示意

Fig.2 Schematic of reservoir system zoning and fluid work

### 1.2 油藏系统(一源一汇)化学驱能耗分析

无限大储层中存在一源(注入井)和一汇(生产井),注入量和产出量相等,源的井底压力 $p_i$ ,汇的井底压力 $p_o$ ,注入流体为单向流动的不可压缩液体,则流体在储层中的流动表现为3种能量形式:①动能(流动速度 $v_c$ );②压力势能( $V$ 为油藏中可流动流体的体积);③重力势能。流体在储层中流动的总能量为:

$$E_{\text{油藏}} = E_{\text{动能}} + E_{\text{压力}} + E_{\text{重力}} = \frac{1}{2}mv_c^2 + pV + mgH \quad (2)$$

假设注入井和生产井没有重力势能差值( $\Delta E_{\text{重力}} = mg\Delta H, \Delta H=0$ ),在化学驱过程中注入井注入流体的动能等于生产井产出流体的动能( $\Delta E_{\text{动能}}=0$ ),且油藏储存或释放的弹性能量差值为0,则压力势能差( $\Delta E_{\text{压力}} = \Delta p_{\text{注采}} V, \Delta p_{\text{注采}} = p_i - p_o$ )等于流体沿储层运移的能耗,也就是外力克服渗流阻力对储层流体所做的功( $W_{\text{总}}$ ),其中推动原油运移进入生产井的做功定义为有用功( $W_{\text{有用}}$ )<sup>[29]</sup>,则有用功占总功的百分数为驱油剂做功的效率( $\eta$ )。在水驱过程中,由于注入水高倍数、高流速流经近井地带,因此水驱后的残余油和剩余油主要存在于稳定平面径向流区(图2)。化学驱过程的总功可以进一步划分为驱油剂流经不含油储层的传输功( $W_{\text{剂传输01}}$ ),驱油剂的驱替前缘驱替残余油/剩余油所做的驱替功( $W_{\text{驱替前缘}}$ )和驱油剂与原油的混合物传输至生产井所作的传输功( $W_{\text{油传输}}$ 和 $W_{\text{剂传输02}}$ ),公式如下:

$$\eta = \frac{W_{\text{有用}}}{W_{\text{总}}} = \frac{W_{\text{驱替前缘}} + W_{\text{油传输}}}{W_{\text{剂传输01}} + W_{\text{驱替前缘}} + W_{\text{油传输}} + W_{\text{剂传输02}}} \times 100\% \quad (3)$$

油藏化学驱开发过程中,(3)式中各部分功是动态变化的。随着驱替前缘的推进, $W_{\text{剂传输01}}$ 所流经的传输通道长度逐渐增加,而 $W_{\text{油传输}}$ 和 $W_{\text{剂传输02}}$ 所流经的传输通道长度逐渐减少(图2)。同时,流体的



性质也是动态变化的,比如典型的聚合物驱过程中,聚合物段塞前缘的黏度随着注入深度增加而快速下降, $W_{剂传输01}$ 也会随着变化;驱替后原油为O/W乳状液状态,且油滴直径小于孔喉直径时,则 $W_{油传输}$ 可以大幅度降低。

化学驱的驱替功( $W_{驱替前缘}$ )主要取决于驱油剂的前缘流度控制能力。驱替前缘的流度越小,渗流阻力就越大,则 $W_{驱替前缘}$ 也随之增大。因此,如果能够有效调控驱油剂和驱油剂/原油混合物在油藏流动过程中渗流阻力的大小及持续作用距离,就可以改变流体在储层中的能耗分配关系,从而大幅度提高驱油剂做功的效率,降低吨油单耗,获得更好的经济效益。

## 2 理想流度控制型驱油剂

### 2.1 基本概念

根据提高采收率技术原理,化学驱的有效性主要取决于驱油剂的前缘流度控制能力。一方面,驱油剂段塞前缘的黏度决定了高渗透通道的渗流阻力,也决定了后续驱油剂的波及体积;另一方面,驱油剂驱替前缘的黏度决定了在剩余油/残余油富集区域所形成油墙的大小和饱和度<sup>[30]</sup>,也决定了该区域的驱油效率<sup>[3,14,19]</sup>。

基于前文中油藏系统化学驱能耗分析结果,提高驱油剂做功的效率方法包括:①降低驱油剂或驱油剂/原油混合物在渗流通道传输过程中的能耗,此过程中保持低渗流阻力更为有利<sup>[7]</sup>,即前缘后驱替相应保持较低的黏度。②增加驱油剂在剩余油/残余油富集区域驱替前缘的能耗,即建立低流度比、相对稳定的驱替前缘。无论是在形成高渗流阻力段塞过程中,还是在形成高饱和度油墙过程中,驱油剂应该保持高渗流阻力<sup>[31]</sup>,即应该尽量提高驱油剂前缘的黏度<sup>[32]</sup>。同时具备这2种性质的驱油剂能够更高效地对水驱剩余油/残余油做功,称为理想流度控制型驱油剂。

### 2.2 技术要求

相较于传统聚合物驱(图1),理想流度控制型驱油剂应该满足以下技术要求(图3):①配液罐出口处驱油剂黏度较低,可以有效降低驱油剂在配制和输送过程中的黏度损失( $\mu_1-\mu_2$ )及压力损失( $\Delta p_1-\Delta p_2$ )。②驱油剂的井口注入黏度 $\mu_3$ 较低,且在近井地带吸附量较低,可以大幅度降低高速注入过程中强剪切降解作用造成的黏度损失( $\mu_2-\mu_3$ )<sup>[10]</sup>和近井

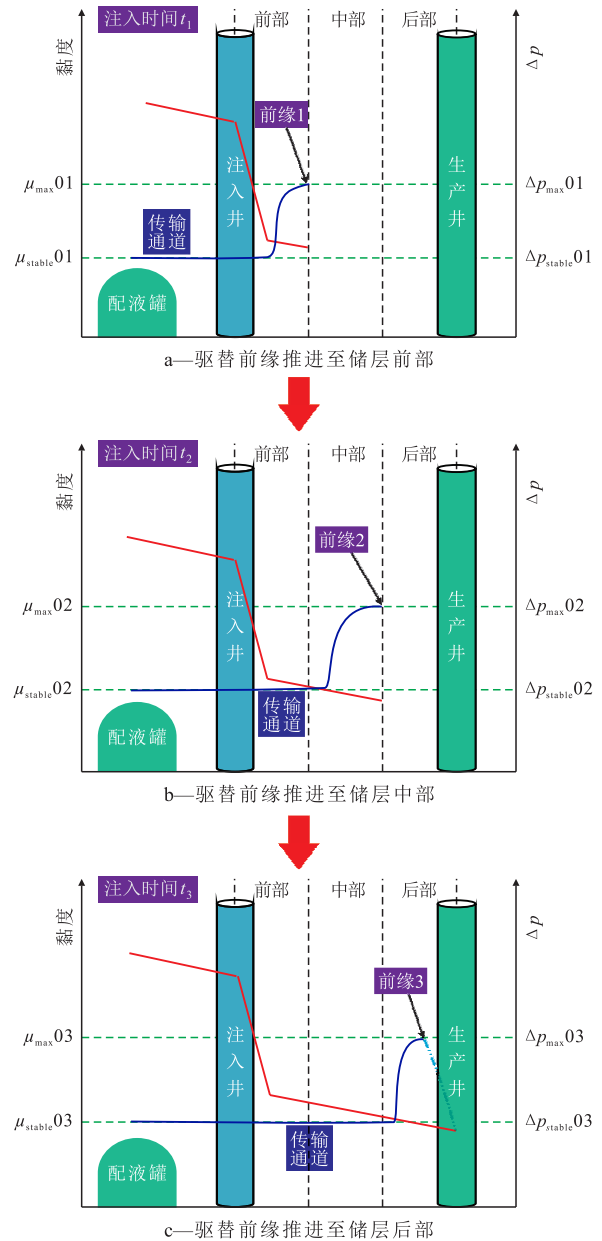


图3 理想流度控制型驱油剂黏度/渗流阻力变化特征示意

Fig.3 Viscosity/flow resistance characteristics of ideal oil displacement agent for mobility control

地带传输压力损失( $\Delta p_2-\Delta p_3$ )。③在渗流/驱替过程中,驱油剂能够在储层的前部、中部和后部建立所需要的前缘渗流阻力峰值 $\Delta p_{max01}$ ,  $\Delta p_{max02}$ 和 $\Delta p_{max03}$ ,并在适当的时间范围内保持其流度控制能力,有利于高效增加后续驱油剂的波及体积和驱替分散的剩余油和残余油;在前缘不断向深部推进的过程中,前缘后驱替相在储层的前部、中部和后部的黏度( $\mu_{stable01}$ ,  $\mu_{stable02}$ 和 $\mu_{stable03}$ )和渗流阻力( $\Delta p_{stable01}$ ,  $\Delta p_{stable02}$ 和 $\Delta p_{stable03}$ )应始终保持在较低水平,有利于降低驱油剂的传输能耗。④产出液中驱油剂各组分的浓度较低,其黏度 $\mu_4$ 显著低于注入端,且乳化能力明显减弱,有利于降低后续处理

难度。

很显然,单一的聚合物溶液无法实现上述驱油剂的全部性能。疏水缔合聚合物/表面活性剂复合驱油体系具备在渗流过程中改变体系组成和驱油剂溶液微观结构(结构黏度),从而改变流度控制能力的特征,可以为理想流度控制型驱油剂的实现提供新的技术思路。

### 2.3 溶液微观结构特征及黏度变化规律

水溶性疏水缔合聚合物(Hydrophobically Associating Water-Soluble Polymers, HAWSP),是指在聚合物亲水性大分子链上带有少量疏水基团的水溶性聚合物<sup>[33]</sup>。在水溶液中,当聚合物浓度( $C$ )高于某一临界浓度( $CAC$ )后,大分子链通过疏水缔合作用聚集,形成以分子间缔合为主的超分子网络结构(图4),流体力学体积增大,溶液黏度大幅度升高<sup>[34]</sup>。

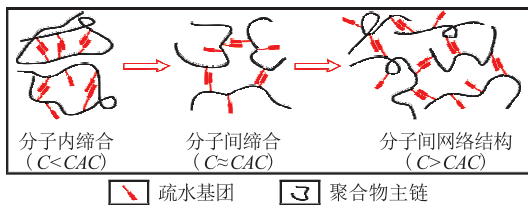


图4 HAWSP浓度与疏水缔合作用的关系  
Fig.4 Relationship between HAWSP concentration and hydrophobic association

向亚浓溶液区( $C > CAC$ )的HAWSP溶液中加入离子型表面活性剂,随表面活性剂浓度的增加,HAWSP的疏水基团与表面活性剂分子会形成不同的微观结构(图5)<sup>[26-27]</sup>,从而显著改变二元体系的黏度。由图5可见,HAWSP通过侧链疏水基团的彼此缔合,形成以分子间疏水缔合微区为网络节点的超分子网络结构(阶段1);随着表面活性剂分子加入到已存在的疏水缔合微区,使得每个网络节点的“强度”大幅度增强,从而增加了二元体系的结构黏度<sup>[35]</sup>;同时,每个疏水缔合微区中疏水基团的含量也随之发生动态变化,当每个疏水缔合微区中只含有2个来自不同分子链的疏水基团时,超分子网络节点的数量(密度)和“强度”都达到最大值,此时溶液的结构黏度为极大值(阶段2);当表面活性剂分子的数量进一步增加,每个疏水缔合微区中疏水基团的数量小于2,则分子间缔合网络节点的数量(密度)下降,溶液结构黏度随之降低,直至每个疏水缔合微区中疏水基团数量小于等于1时,超分子网络结构完全崩溃,此时的溶液表观黏度为本体黏度,即达到极小值(阶段3)。

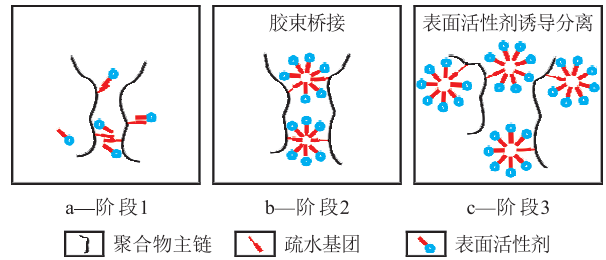


图5 HAWSP与表面活性剂分子间相互作用示意  
Fig.5 Inter-molecular interaction between HAWSP and surfactants

### 2.4 渗流特征及流度调控机理

HAWSP与表面活性剂分子的相互作用过程中,关键控制因素是缔合聚合物的疏水基团数量与表面活性剂分子数量的比例关系<sup>[36]</sup>,具体表现为二元体系黏度对于表面活性剂浓度的变化非常敏感。同时,HAWSP和表面活性剂在固/液界面的吸附能力也有较大差异性<sup>[37]</sup>,二者结合,为渗流过程中改变前缘流度和前缘后驱替相渗流阻力提供了可行性,其中最直接的一种流度调控机理如图6所示。

由图6可见,当低黏注入区的HAWSP/表面活性剂二元体系注入储层时,由于在渗流过程中表面活性剂分子更快地吸附于多孔介质表面,导致二元体系中表面活性剂分子数量与缔合聚合物疏水基团数量的比例关系随之发生动态变化,二元体系的组成逐渐由低黏注入区转变为渗流增黏区。同时,溶液的微观状态从阶段3逐渐变为阶段2,溶液结构黏度大幅度增加,溶液表观黏度也随之增加,使得段塞前缘的流度比和渗流阻力( $\Delta p_{max}$ )随之发生改变。此时,前缘后驱替相所流经的渗流通道已经完成了HAWSP和表面活性剂分子的饱和吸附过程,因此前缘后驱替相在传输/运移过程仍然能够保持初始的低黏度和较低的渗流阻力( $\Delta p_{stable}$ )。随着

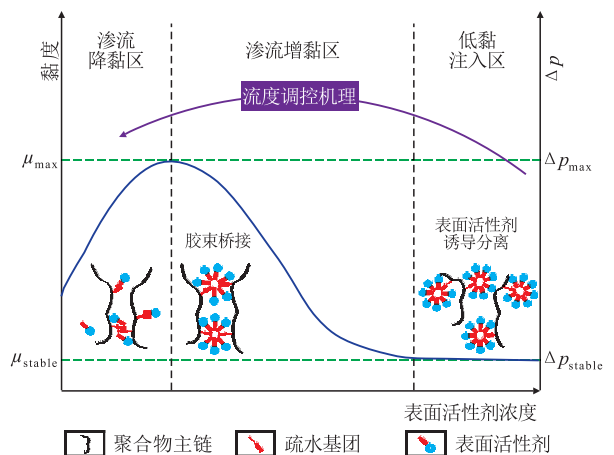


图6 HAWSP/表面活性剂二元体系流度调控机理示意  
Fig.6 Mobility regulation mechanism of HAWSP/surfactant system

二元体系进一步向储层深部推进,表面活性剂浓度进一步降低,二元体系的组成逐渐由渗流增黏区转变为渗流降黏区,溶液微观结构再次发生改变,导致二元体系前缘的黏度和流度控制能力下降,即溶液的微观状态从阶段2逐渐变为阶段1。此外,表面活性剂分子在近井地带的大量吸附,将会降低缔合聚合物的吸附量,在降低注入压力的同时,保证了驱油剂注入能力的长期稳定。

上述流度调控机理可以概括为:由于HAWSP/表面活性剂二元体系不同组分的吸附能力是不同的,在储层渗流过程中,这种差异化吸附作用将会逐渐累积,导致二元体系段塞前缘的组成逐渐发生变化,从而改变二元体系的溶液微观结构,大幅度增加前缘的结构黏度,使得驱替相与被驱替相的流度比逐渐下降,达到最小值,此时渗流阻力达到最大值;而前缘后驱替相的微观结构不受吸附的影响,始终保持低黏度,其渗流阻力显著低于驱替前缘。

对于不同的油藏条件,注入不同组成的二元体系时,其前缘流度比可以达到的最小值及其出现的位置将会有显著不同。利用上述特征,通过有针对性地设计和优化驱油剂的组成和注入工艺,可以有效地调控渗流过程中前缘的流度和前缘后驱替相的渗流阻力及其在储层中的分布特征,从而优化驱油剂的功效效率,实现大幅度提高原油采收率。

### 3 实验器材和方法

#### 3.1 实验材料及试剂

实验用HAWSP(HP-1)(图7)为实验室自制样

品,相对分子质量为 $1\ 100 \times 10^4$ ,疏水基团摩尔分数为0.2%,水解度为24.6%;HAWSP(AP-P4)为市售工业产品;部分水解聚丙烯酰胺高聚物(HPAM),相对分子质量为 $2\ 200 \times 10^4$ ,水解度为24.3%;实验用表面活性剂(SDBS)(十二烷基苯磺酸钠)为化学纯样品,来自成都科龙化工试剂厂;阴离子型表面活性剂(ZX-27)为市售工业产品;脱水原油取自渤海某油田,温度为 $65\ ^\circ\text{C}$ 时的黏度为 $61.87\ \text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

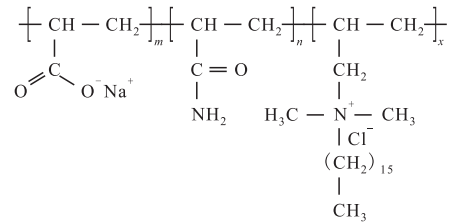


图7 HAWSP(HP-1)的分子结构  
Fig.7 Molecular structure of HAWSP (HP-1)

串联填砂管填充用酸洗石英砂(连云港弘涛石英制品有限公司),目数为40~120目;石英砂环氧树脂胶结人造非均质方岩心,尺寸为 $30\ \text{cm} \times 4.5\ \text{cm} \times 4.5\ \text{cm}$ ,三层气测渗透率分别为500,2 500,4 500 mD。

实验室用试剂来自成都科龙化工试剂厂,分别为NaCl, KCl,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{NaHCO}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ,分析纯(AR)。

#### 3.2 实验器材

Brookfield DV-III黏度计(来自美国Brookfield公司),用以测定表观黏度;串联填砂管渗流实验及岩心驱油实验装置主要由恒流泵、恒温箱、填砂管或岩心夹持器、压力采集装置和压力数据处理系统等组成(图8)。

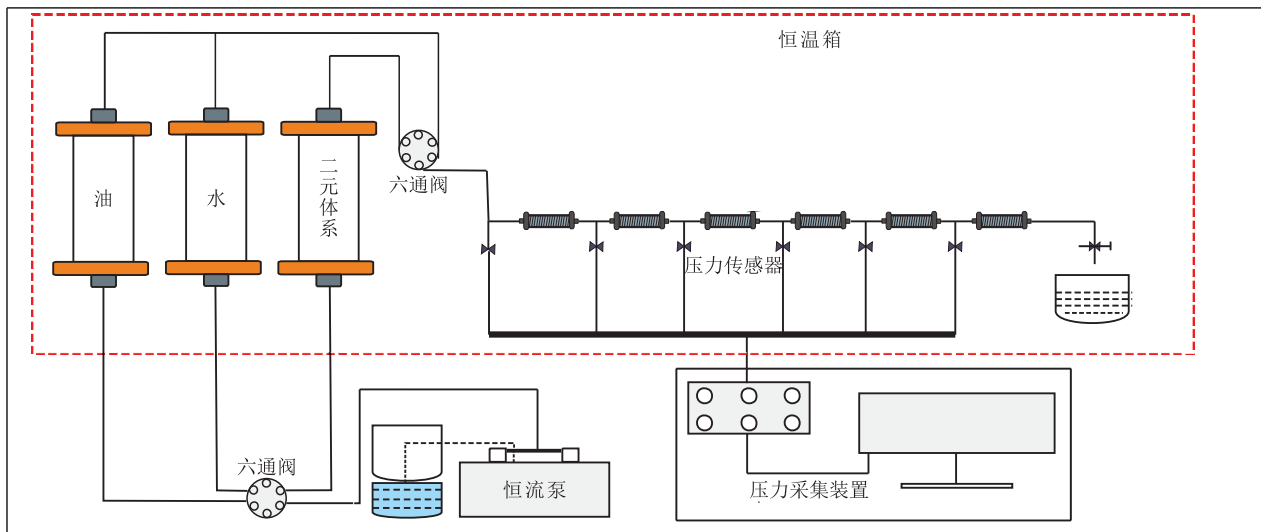


图8 串联填砂管渗流实验及岩心驱油实验装置  
Fig.8 Experimental devices of sand-packed tube in series flow and core displacement



### 3.3 实验步骤

驱油剂多轮次静态吸附测试 主要步骤包括: ①采用 80~120 目石英砂, 按照固液质量比为 1:3 分别加入预先配制好的驱油剂(聚合物溶液或者 HP-1/SDBS 二元体系, 5 000 mg/L 的 NaCl), 在温度为 45 °C、转速为 400 r/min 的条件下连续搅拌 2 h, 静置 24 h 后放入台式离心机, 在转速为 3 600 r/min 的条件下转动 20 min, 将石英砂与流体分离, 取上层溶液测定其表观黏度。②收集上层溶液, 重复步骤①进行新一轮次的静态吸附测试。

串联填砂管渗流实验 参照 Q/HS 2032—2018<sup>[38]</sup>, 主要步骤包括: ①选取 80~100 目的石英砂填制填砂管(6 节串联填砂管, 单节尺寸为  $\Phi 2.5$  cm $\times$  5 cm), 按图 8 连接调试好仪器, 并将 5 000 mg/L 的 NaCl 和驱油剂装入中间容器中待用。②对填好的填砂管饱和 5 000 mg/L 的 NaCl, 饱和 2 h 后测定其湿重, 确定孔隙体积及孔隙度。③在恒温箱 45 °C 条件下, 以 1 mL/min 的注入速度注入 2 PV 5 000 mg/L 的 NaCl, 测定渗透率。④以 0.5 mL/min 的注入速度注入 0.5 PV 驱油剂(分别为 HP-1(1 500 mg/L)黏度为 39.4 mPa·s, HP-1(1 500 mg/L)/SDSB(150 mg/L)黏度为 43.5 mPa·s, HP-1(1 500 mg/L)/SDSB(200 mg/L)黏度为 35.0 mPa·s, 5 000 mg/L 的 NaCl), 采集不同压力传感器的压力值。⑤以 1 mL/min 的注入速度注入 4 PV 5 000 mg/L 的 NaCl, 采集不同压力传感器的压力值, 当压力基本保持不变时停止注入。

三层非均质岩心驱替实验 参照 Q/HS 2032—2018<sup>[38]</sup>, 主要步骤包括: ①实验温度为 65 °C, 以 1 mL/min 的注入速度进行模拟注入水驱(模拟注入水 Na<sup>+</sup>和 K<sup>+</sup>质量浓度为 3 091.96 mg/L, Ca<sup>2+</sup>为 276.17 mg/L, Mg<sup>2+</sup>为 158.68 mg/L, CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>/HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>为 325.69 mg/L, SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>为 85.29 mg/L, Cl<sup>-</sup>为 5 436.34 mg/L, 总矿化度为 9 374.13 mg/L)至连续 3 个点含水率为 80% 附近。②以 0.5 mL/min 的注入速度注入 0.3 PV 的疏水缔合聚合物(AP-P4)或者 AP-P4/ZX-27 二元体系。③以 1 mL/min 的注入速度进行后续模拟盐水驱, 至连续 3 个点含水率为 98%。

## 4 HP-1/SDBS 二元体系段塞的流量调控机理

采用实验室自制 HAWSP(HP-1)和表面活性剂(SDBS)组成模型二元体系, 首先研究不同组成二

元体系的黏度变化规律, 进一步研究 HPAM, HAWSP 和不同组成二元体系在石英砂表面的吸附规律, 最后研究驱油剂在串联填砂管中的渗流阻力变化特征, 从而初步验证本文技术思路的可行性。

### 4.1 黏度变化规律

在 5 000 mg/L 的 NaCl, 温度为 45 °C、剪切速率为 7.34 s<sup>-1</sup> 的条件下, 测试不同组成二元体系的黏度, 得到黏浓关系曲线(图 9)。

从图 9 可以看出, 对于 HP-1, SDBS 质量浓度约为 0~60 mg/L, 属于渗流降黏区; SDBS 质量浓度为 60~150 mg/L, 属于渗流增黏区; SDBS 质量浓度  $\geq$  150 mg/L, 属于低黏注入区。不同 HP-1 质量浓度下, 二元体系的增黏幅度有一定差异, 但是均达到一个数量级以上。例如, 质量浓度为 1 500 mg/L 的 HP-1 溶液黏度为 39.4 mPa·s, SDBS 质量浓度为 40 mg/L 时二元体系黏度最大值为 496.8 mPa·s, 黏度增加了 13.4 倍。

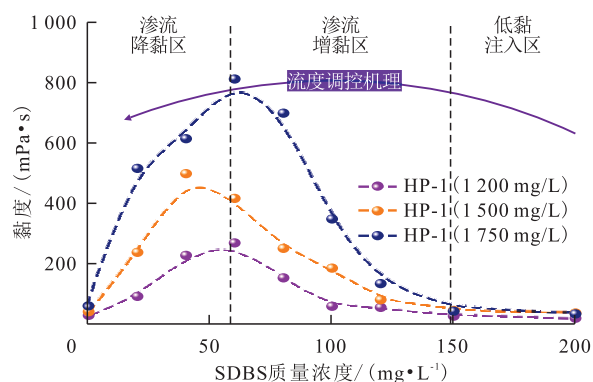


图 9 HP-1/SDBS 二元体系黏度与 SDBS 质量浓度的关系  
Fig.9 Relationship between viscosity of HP-1/SDBS system and concentration of SDBS

对于不同分子结构的 HAWSP 与表面活性剂构成的二元体系<sup>[39]</sup>, 其增黏区间和增黏幅度可以在很大范围内变化, 这为在渗流过程中调控二元体系的前缘流度和前缘后驱替相渗流阻力提供了多种可能性。

### 4.2 多轮次吸附特征

按照 2.3 实验步骤进行聚合物和不同组成二元体系多轮次静态吸附测试, 实验结果如图 10 所示。由图 10 可见, 聚合物溶液, 无论是 HP-1 还是 HPAM, 随着石英砂吸附次数的增加, 黏度均呈现单调下降趋势; 二元体系(低黏注入区)的溶液黏度随着石英砂吸附次数( $\leq$ 8 次)呈现指数增加趋势, 且不同组成二元体系达到相同黏度所需要的吸附次数不同。分析认为, HP-1/SDBS 二元体系在石英砂表面的多轮次静态吸附过程可以用来“模拟”渗流过

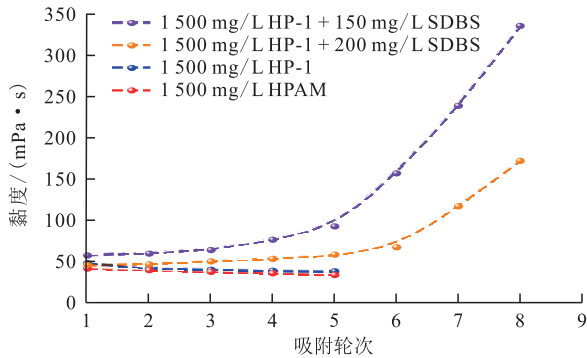


图10 不同驱油剂多轮次静态吸附后黏度变化曲线  
Fig.10 Viscosity curve of different oil displacement agents after multiple rounds of static adsorption

程中驱油剂段塞前缘流度的动态变化过程:①由于SDBS的吸附速度远远高于HP-1,二元体系渗流过程中段塞前缘的组成将会不断变化,表现出显著的增黏效应,从而形成有利的前缘流度。②SDBS的吸附还可以较大幅度地降低聚合物吸附量<sup>[40]</sup>,有利于降低注入压力和减弱长期注入过程中所带来的近井地带堵塞问题。③在渗流过程中,不同组成二元体系可以构建具有不同空间分布特征的渗流阻力。

### 4.3 渗流阻力特征

通过段塞注入和后续水驱实验研究不同组成驱油剂前缘流度的变化规律,可以一步验证本文技术思路的可行性。按照2.3实验步骤,3种不同组成、表观黏度相近的驱油剂的实验结果如图11所示。

图11中驱油剂段塞注入过程中每节填砂管压差( $\Delta p$ )的最大值是驱油剂传导过程的最大渗流阻力,直接反映了驱油剂所构建的阻力系数特征;而后续水驱过程中每节填砂管 $\Delta p_{\max}$ 的空间分布特征可以反映驱油剂的整体运移规律。虽然3种驱油剂的注入黏度相近,但无论是在0.5 PV驱油剂的注入过程中,还是在后续水驱过程中,三者的注入特征都存在明显不同。对3种驱油剂注入过程中的最大渗流阻力进行横向比较,得到图12所示结果,同理,3种驱油剂后续水驱过程中的最大渗流阻力和空间分布特征的对比分别如图13和14所示。

如图11和图12所示,0.5 PV驱油剂段塞注入过程中,HP-1(1 500 mg/L)所构建的渗流阻力主要集中在前2节,且第1节远大于第2节。SDSB质量浓度为150,200 mg/L的二元体系段塞的渗流阻力更高,并且空间分布更为均匀,其中HP-1(1 500 mg/L)/SDSB(200 mg/L)在前2节的最大渗流阻力基本相等(第1节为86.4 kPa,第2节为85.4 kPa)。上述

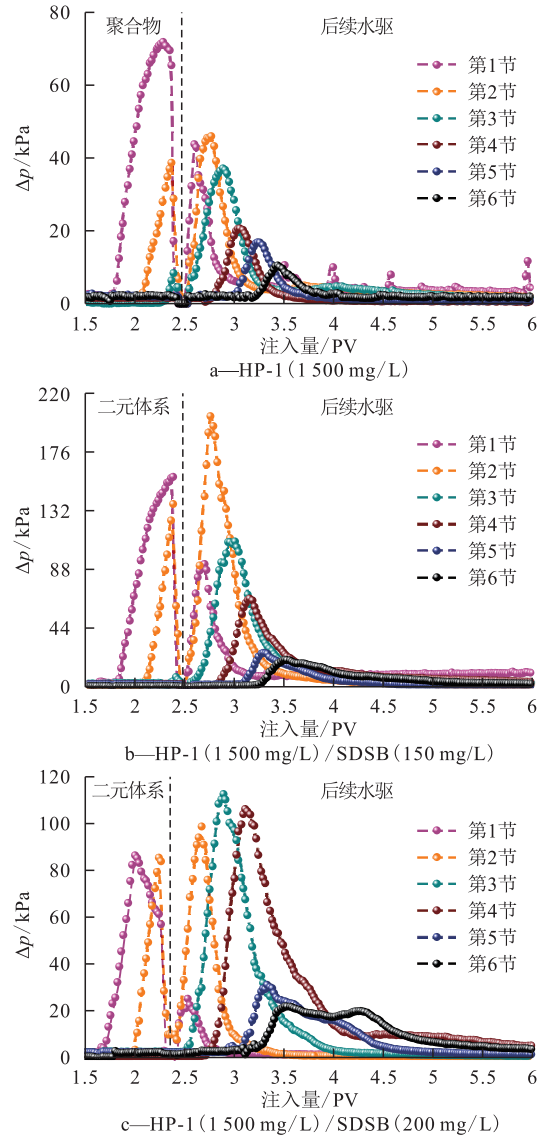


图11 HP-1/SDSB二元体系段塞注入及后续水驱渗流阻力与注入量的关系

Fig.11 Relationship between injected volumes and flow resistances of slug injection of HP-1/SDSB system and subsequent water flooding

实验结果说明在多孔介质渗流过程中,二元体系段塞前缘的组成和结构黏度发生了变化,表现出了不同的阻力系数特征。

在后续水驱阶段,3种驱油剂 $\Delta p_{\max}$ 的差异性更为显著。图13和图14的实验结果表明:HP-1(1 500 mg/L)的 $\Delta p_{\max}$ 随着注入深度(第1节至第6节)呈单调下降趋势。HP-1(1 500 mg/L)/SDSB(150 mg/L)每一节的 $\Delta p_{\max}$ 均大于HP-1(1 500 mg/L),并且主要分布在第2节(占全部6节 $\Delta p_{\max}$ 总和的39.4%)。HP-1(1 500 mg/L)/SDSB(200 mg/L)的 $\Delta p_{\max}$ 较为均匀地分布在第2,3,4节(分别占全部6节 $\Delta p_{\max}$ 总和的25.0%,28.5%和26.9%),且第1节的 $\Delta p_{\max}$ 比HP-1(1 500 mg/L)更低。上述实验结果说



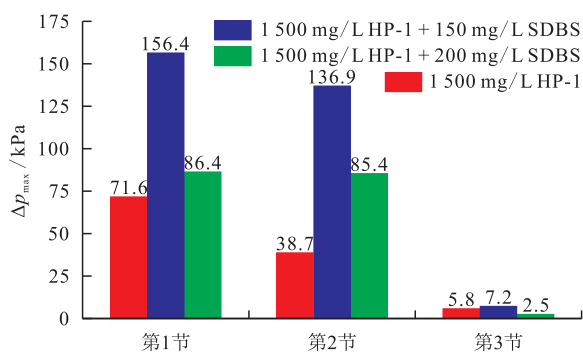


图12 HP-1/SDBS二元体系段塞注入 $\Delta p_{max}$ 比较  
Fig.12 Comparison of flow  $\Delta p_{max}$  of slug injection of HP-1/SDBS system

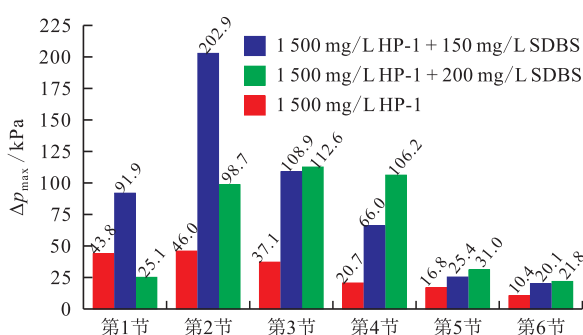


图13 HP-1/SDBS二元体系后续水驱 $\Delta p_{max}$ 比较  
Fig.13 Comparison of flow  $\Delta p_{max}$  of subsequent water flooding after slug injection of HP-1/SDBS system

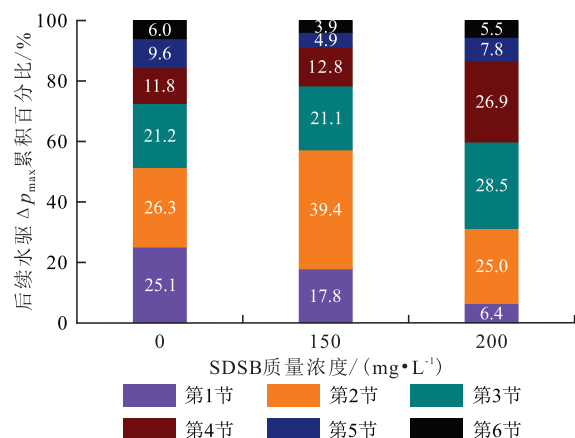


图14 HP-1/SDBS二元体系后续水驱 $\Delta p_{max}$ 的累积空间分布特征

Fig.14 Comparison of cumulative spatial distribution characteristic of flow  $\Delta p_{max}$  of subsequent water flooding after slug injection of HP-1/SDBS system

明,在后续水驱过程中二元体系段塞发生了明显的运移增黏和延迟突破特征,可以在中、后部建立更高的渗流阻力。比如,SDSB质量浓度为200 mg/L的二元体系在第2,3,4节的 $\Delta p_{max}$ 分别为98.7,112.6,106.2 kPa(图13),均高于0.5 PV段塞注入时的 $\Delta p_{max}$ (图12)。结合图14可以看出,在后续水驱过程中,二元体系段塞前缘的流度控制能力持续增强,且渗流阻力在空间分布上更为合理,能够有效

地延缓后续水驱突破时间。

基于结构流体理论所构建的二元体系在段塞注入和后续水驱过程中均表现出独特传导/运移特征。毫无疑问,这些特征对于扩大波及体积和提高前缘驱油效率是非常有利的,也证明了针对特定油藏条件设计理想流度控制型驱油体系和驱油工艺的技术思路是可行的。

## 5 渤海某稠油油藏条件下的驱油实验

在渗流过程中,HAWSP与表面活性剂的相互作用是一个非常复杂的动态过程,聚合物和表面活性剂的分子结构<sup>[37]</sup>、储层矿物组成<sup>[40]</sup>、孔隙特征<sup>[5]</sup>、油藏温度、原油性质<sup>[41]</sup>、地层水的离子组成<sup>[42]</sup>、注入工艺<sup>[7,17]</sup>等因素都会对实际渗流过程中驱油剂的流度变化和驱油效率产生重要影响。由于目前没有为这种新的技术思路研发和生产的聚合物和表面活性剂工业产品,选取了一种疏水缔合聚合物工业产品(AP-P4)和一种市售阴离子型表面活性剂(ZX-27)作为驱油剂样品。为了验证基于新的流度调控机理的复合驱体系在实际油藏条件下的驱油效果,在渤海某稠油油藏条件下开展了2组三层非均质岩心驱油实验,2种驱油剂的市场价格成本相等,注入段塞大小相同。

### 5.1 黏度变化规律

不同的ZX-27质量浓度条件下,AP-P4/ZX-27二元体系的黏度曲线如图15所示。对于AP-P4,ZX-27质量浓度为0~75 mg/L时为渗流降黏区,75~275 mg/L时为渗流增黏区,>275 mg/L为低黏注入区。对于质量浓度为1400 mg/L的AP-P4,其初始黏度为45.5 mPa·s,ZX-27质量浓度为75 mg/L

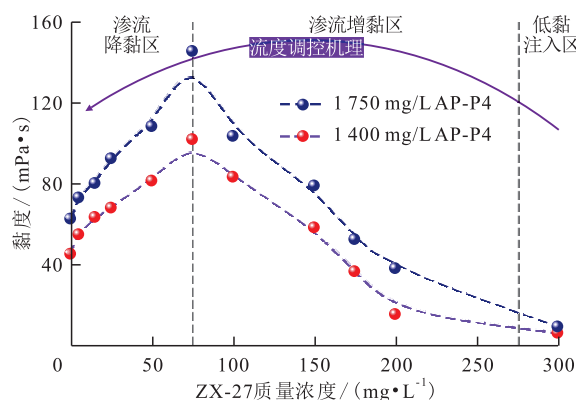


图15 AP-P4/ZX-27二元体系黏度与ZX-27质量浓度的关系

Fig.15 Relationship between viscosity of AP-P4/ZX-27 system and concentration of ZX-27

时,溶液最高黏度为 102.2 mPa·s,最大增黏幅度为 2.25 倍。对于质量浓度为 1 750 mg/L 的 AP-P4,其初始黏度为 62.93 mPa·s,ZX-27 质量浓度为 75 mg/L 时,溶液最高黏度为 145.9 mPa·s,最大增黏幅度达到 2.32 倍。按照市场价格成本相等原则,筛选出 2 种驱油体系进行后续驱替实验:①质量浓度为 1 750 mg/L 的 AP-P4,溶液黏度为 62.9 mPa·s。② AP-P4(1 400 mg/L)/ ZX-27(300 mg/L)二元体系,溶液黏度为 6.4 mPa·s。

### 5.2 三层非均质岩心驱油实验

从图 16 和图 17 中注入压力曲线对比可以看出:①在 0.3 PV 段塞驱油剂的注入过程中,AP-P4 的最大渗流阻力为 0.11 MPa,是二元体系(0.063 MPa)的 1.75 倍。这是因为 AP-P4 的初始注入黏度(62.9 mPa·s)远高于二元体系(6.4 mPa·s)。②在后续水驱过程中,AP-P4 的最大渗流阻力为 0.080 MPa,相较于段塞注入过程下降 27.3%;二元体系的最大渗流阻力为 0.072 MPa,相较于段塞注入过程上升 14.3%。③二元体系的后续水驱稳定渗流阻力为 0.023 MPa,略高于 AP-P4(0.020 MPa)。

从图 16 和图 17 中实验结果可以看出:含水率最小值与后续水驱过程的最大渗流阻力同时出现。

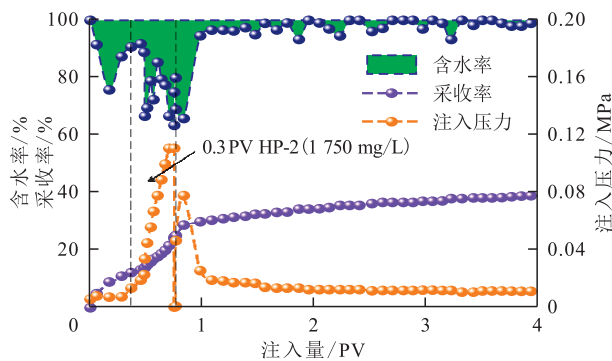


图 16 AP-P4(1 750 mg/L)的驱油实验

Fig.16 Core displacement experiment of AP-P4 (1 750 mg/L)

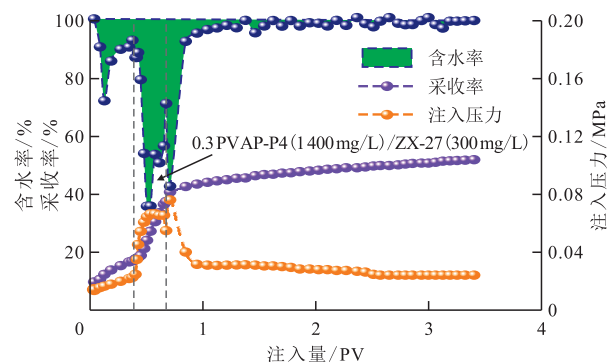


图 17 AP-P4(1 400 mg/L)/ ZX-27(300 mg/L)二元体系的驱油实验

Fig.17 Core displacement experiment of AP-P4 (1 400 mg/L)/ZX-27(300 mg/L) system

①从含水率曲线对比来看,二元体系的含水率漏斗“宽且深”,最小含水率为 32.35%;而 AP-P4 的含水率漏斗“宽且浅”,最小含水率为 63.46%。②从采收率曲线对比来看,采收率的转折点与后续水驱突破点同时出现。后续水驱突破前,AP-P4 和二元体系的采收率分别为 28.76%,37.45%,二元体系采收率比 AP-P4 高 8.69%。③表 1 中 AP-P4 和二元体系的最终采收率分别为 38.99%,49.02%,对比 2 种驱油剂相对于水驱的提高采收率能力,二元体系提高采收率比 AP-P4 高 10.89%。综上,二元体系与 AP-P4 提高采收率的差异性主要发生在后续水驱突破之前。

表 1 AP-P4 与 AP-P4(1 400 mg/L)/ ZX-27(300 mg/L)二元体系的驱油实验结果

Table1 Experimental results of core displacement of AP-P4 and AP-P4 (1 400 mg/L)/ZX-27(300 mg/L) system

体系	水测渗透率/mD	孔隙度/%	含油饱和度/%	前水驱采收率/%	最终采收率/%	提高采收率/%
AP-P4	1 091	19.86	63.34	13.21	38.99	25.78
二元体系	1 253	21.49	62.16	12.35	49.02	36.67

分析认为,后续水驱突破之前驱油剂段塞渗流阻力的空间动态分布特征是影响驱油效率的关键因素。理想的驱油过程中,注入压力在驱油剂传输/运移过程中的消耗较少,而在改变前缘流度比的过程中消耗较多,从而实现了更高效地对剩余油/残余油做功,即高效驱油。由图 17 可知,二元体系段塞在后续水驱过程中整体向深部运移,渗流阻力持续增加且空间分布持续改善,从而有效延迟了水驱突破时间;在这个阶段,段塞前缘和驱替前缘的流度发生了显著改变,从而大幅度提高了原油采收率。

## 6 结论

从驱油剂配注—多孔介质渗流/驱替原油—产出的全过程能耗和性能优化的角度提出了理想流度控制型驱油剂的基本概念及其具体技术要求。基于疏水缔合聚合物(HAWSP)/表面活性剂在溶液中和固/液界面上的相互作用的协同效应构建了理想流度控制型驱油剂的技术原理。通过实验研究获得如下结论:

理想驱油过程具备驱油剂的低能耗传输过程和动态的前缘流度控制过程 2 个基本特征。理想流度控制型驱油剂应具备在适当的空间范围和时间范围内对渗流阻力进行大幅度调控的能力,从而有利于对储层赋存原油高效做功和大幅度提高原油

采收率。具体技术要求为低黏度配制及注入、低浓度产出和在储层深部不同位置建立多级最大渗流阻力,并且前缘后驱替相渗流阻力应始终保持在较低水平。

在聚合物亚浓溶液区,不同水质和温度条件下,少量表面活性剂(质量浓度 $<300\text{ mg/L}$ )可以使HAWSP的表观黏度增加2.5倍至一个数量级以上。处于低黏注入区的HAWSP/表面活性剂二元体系在多孔介质渗流过程中,存在聚/表分子差异化吸附—二元体系组成变化—溶液微观结构变化—结构黏度变化—渗流阻力变化的动态过程。

对于3种不同组成、注入黏度相近的驱油剂,在驱油剂段塞(0.5 PV)的注入过程中,HP-1(1 500 mg/L)/SDSB(150 mg/L)和HP-1(1 500 mg/L)/SDSB(200 mg/L)2种二元体系段塞的渗流阻力均高于HP-1(1 500 mg/L);在后续水驱过程中,二元体系段塞在串联填砂管的中、后部建立了更高的渗流阻力,表现出运移增黏特征和延迟突破特征,说明二元体系段塞前缘的流度控制能力持续增强,并且渗流阻力在储层的空间分布更合理,从而延长了段塞整体突破时间,有利于提高波及体积和驱油效率。

二元体系在段塞注入和后续水驱过程中渗流阻力更低,但是能够比AP-P4多提高10%以上的原油采收率。说明二元体系后续水驱突破前渗流阻力的空间动态分布特征是影响驱油效率的关键因素,也证明了理想流度控制型驱油体系在技术上和经济上都具有可行性和应用前景。

与传统的聚合物驱或复合驱相比,基于分子间相互作用协同效应构建的理想流度控制型驱油体系在化学剂成本、注入性、驱油效率方面具有明显优势,在强非均质性、稠油油藏和聚合物驱后油藏的化学驱应用中具有良好的应用前景。在聚/表相互作用及渗流机理研究、二元体系驱油配方及注入工艺优化设计等方面需要继续开展大量深入的研究工作,不断深化对新的化学驱技术思路的系统认识和指导现场应用工作。

#### 符号解释

$E_{\text{总}}$ ——油藏化学驱开发总能耗,J;

$E_{\text{注入}}$ ——油藏化学驱开发中注入井注入子系统能耗,J;

$E_{\text{油藏}}$ ——油藏化学驱开发中油藏子系统能耗,J;

$E_{\text{举升}}$ ——油藏化学驱开发中生产井举升子系统能耗,J;

$E_{\text{动能}}$ ——油藏流体的动能,J;

$E_{\text{压力}}$ ——油藏流体的压力势能,J;

$E_{\text{重力}}$ ——油藏流体的重力势能,J;

$g$ ——重力加速度, $\text{m/s}^2$ ;

$H$ ——井底的高度, $\text{m}^3$ ;

$m$ ——油藏流体的质量,t;

$Re$ ——雷诺数,无因次;

$r_{\text{hi}}$ ——注入井近井地带临界半径,m;

$r_{\text{ho}}$ ——生产井近井地带临界半径,m;

$p$ ——油藏流体的压力,MPa;

$p_i$ ——注入井井底压力,MPa;

$p_o$ ——生产井井底压力,MPa;

$t_1$ ——驱油剂段塞前缘推进至储层前部的注入时间,h/d;

$t_2$ ——驱油剂段塞前缘推进至储层中部的注入时间,h/d;

$t_3$ ——驱油剂段塞前缘推进至储层后部的注入时间,h/d;

$v_t$ ——油藏流体的流动速度, $\text{m/s}$ ;

$V$ ——油藏中可流动流体的体积, $\text{m}^3$ ;

$W_{\text{剂传输}01}$ ——驱油剂流经不含油储层的传输功,J;

$W_{\text{剂传输}02}$ ——驱油剂突破驱油前缘后传输至生产井所做的传输功,J;

$W_{\text{驱替前缘}}$ ——驱油剂的驱替前缘驱替残余油/剩余油所做的驱替功,J;

$W_{\text{油传输}}$ ——驱油前缘启动的残余油/剩余油传输至生产井所做的传输功,J;

$W_{\text{有用}}$ ——驱油剂推动原油运移进入生产井的做功,J;

$W_{\text{总}}$ ——油藏流体沿储层运移的总能耗,J;

$\eta$ ——驱油剂做功的效率,%;

$\Delta H$ ——注入井井底与生产井井底的高度差,m;

$\Delta p$ ——驱油剂注入压差或流动阻力,MPa;

$\Delta p_{\text{注采}}$ ——注入井井底与生产井井底的压力差,MPa;

$\Delta p_1$ ——配液罐出口处驱油剂注入压差,MPa;

$\Delta p_2$ ——注入井筒炮眼处驱油剂注入压差,MPa;

$\Delta p_3$ ——近井压实带末端驱油剂渗流阻力,MPa;

$\Delta p_4$ ——生产井筒炮眼处驱油剂流动压力,MPa;

$\Delta p_{\text{max}}$ ——驱油剂在某储层区间的最大渗流阻力,MPa;

$\Delta p_{\text{max}01}, \Delta p_{\text{max}02}, \Delta p_{\text{max}03}$ ——驱油剂在储层前部、中部和后部渗流过程中的最大渗流阻力,MPa;

$\Delta p_{\text{stable}}$ ——驱油剂在某储层区间的稳定渗流阻力,MPa;

$\Delta p_{\text{stable}01}, \Delta p_{\text{stable}02}, \Delta p_{\text{stable}03}$ ——驱油剂在储层前部、中部和后部传输过程中的稳定渗流阻力,MPa;



$\mu_1$  —— 配液罐出口处驱油剂黏度, mPa·s;  
 $\mu_2$  —— 驱油剂井口注入黏度, mPa·s;  
 $\mu_3$  —— 近井压实带末端驱油剂黏度, mPa·s;  
 $\mu_4$  —— 生产井筒内驱油剂黏度, mPa·s;  
 $\mu_{\max}$  —— 驱油剂在某储层区渗流过程中的最大黏度, mPa·s;  
 $\mu_{\max 01}, \mu_{\max 02}, \mu_{\max 03}$  —— 驱油剂在储层前部、中部和后部渗流过程中的最大黏度, mPa·s;  
 $\mu_{\text{stable}}$  —— 驱油剂在某储层区传输过程中的稳定黏度, mPa·s;  
 $\mu_{\text{stable}01}, \mu_{\text{stable}02}, \mu_{\text{stable}03}$  —— 驱油剂在储层前部、中部和后部传输过程中的稳定黏度, mPa·s。

### 参考文献

- [1] 袁士义, 王强. 中国油田开发主体技术新进展与展望[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 657-668.  
 YUAN Shiyi, WANG Qiang. New progress and prospect of oil fields development technologies in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 657-668.
- [2] 廖广志, 王强, 王红庄, 等. 化学驱开发现状与前景展望[J]. 石油学报, 2017, 38(2): 196-207.  
 LIAO Guangzhi, WANG Qiang, WANG Hongzhuang, et al. Chemical flooding development status and prospect [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(2): 196-207.
- [3] 白振强, 王清华, 李亚. 砂岩油田聚合物驱后油层微观剩余油分布规律[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(4): 101-106.  
 BAI Zhenqiang, WANG Qinghua, LI Ya. Distribution law of microscopic remaining oil in polymer-flooded reservoirs of sandstone oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(4): 101-106.
- [4] 孙龙德, 伍晓林, 周万富, 等. 大庆油田化学驱提高采收率技术[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 636-645.  
 SUN Longde, WU Xiaolin, ZHOU Wanfu, et al. Technologies of enhancing oil recovery by chemical flooding in Daqing Oilfield, NE China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 636-645.
- [5] 曹绪龙, 刘煜, 曹伟东. 非均相复合驱中黏弹性颗粒驱油剂与储层孔喉匹配关系[J]. 石油学报, 2022, 43(2): 262-269.  
 CAO Xulong, LIU Yu, CAO Weidong. Matching relation between preformed particle gel and reservoir pore throat during heterogeneous phase combination flooding [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(2): 262-269.
- [6] 李永太, 孔柏岭, 李辰. 全过程调剖技术与三元复合驱协同效应的动态特征[J]. 石油学报, 2018, 39(6): 697-702, 718.  
 LI Yongtai, KONG Bailing, LI Chen. Dynamic characteristics of synergistic effect between profile control technology throughout flooding and ASP flooding [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(6): 697-702, 718.
- [7] 卢祥国, 曹豹, 谢坤, 等. 非均质油藏聚合物驱提高采收率机理再认识[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(1): 148-155.  
 LU Xiangguo, CAO Bao, XIE Kun, et al. EOR mechanisms of polymer flooding in a heterogeneous oil reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 148-155.
- [8] 王锐, 伦增珉, 吕成远, 等. 中外提高采收率新技术研究现状及发展趋势[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(5): 81-86.  
 WANG Rui, LUN Zengmin, LÜ Chengyuan, et al. Research status and development trends of worldwide new technologies for enhanced oil recovery [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(5): 81-86.
- [9] 束宁凯, 汪卫东, 曹嫣妮, 等. 化学驱聚合物溶液配注工艺技术及矿场应用效果[J]. 石油学报, 2022, 43(5): 668-679.  
 SHU Ningkai, WANG Weidong, CAO Yanbin, et al. Preparation and injection technology of chemical flooding polymer solution and its application effect in fields [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(5): 668-679.
- [10] 舒政, 杨雅兰, 王同旺, 等. 近井地带剪切强度对疏水缔合聚合物相对分子质量的影响[J]. 石油化工应用, 2022, 41(1): 44-50.  
 SHU Zheng, YANG Yalan, WANG Tongwang, et al. The effect of shear strength near the well on the molecular weight of hydrophobically associating polymers [J]. Petrochemical Industry Application, 2022, 41(1): 44-50.
- [11] 梁严, 王增林, 史树彬, 等. 稠油驱替-流度控制与非均质性调整——缔合聚合物与HPAM对比[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(6): 65-71.  
 LIANG Yan, WANG Zenglin, SHI Shubin, et al. Heavy oil displacement-mobility control and heterogeneity adjustment: Associative polymer versus HPAM [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(6): 65-71.
- [12] 郑万刚, 束青林, 曹嫣妮, 等. 梳形两亲渗透降黏驱油剂的制备及性能评价[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(3): 146-152.  
 ZHENG Wangang, SHU Qinglin, CAO Yanbin, et al. Preparation and performance evaluation of comb-shaped amphiphilic permeable agents for viscosity reduction and oil displacement [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(3): 146-152.
- [13] 于倩男, 刘义坤, 梁爽, 等. 聚表剂驱提高采收率机理实验——以大庆长垣油田为例[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1138-1147.  
 YU Qiannan, LIU Yikun, LIANG Shuang, et al. Experimental study on surface-active polymer flooding for enhanced oil recovery: A case study of Daqing placanticline oilfield, NE China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1138-1147.
- [14] 杨斌. 聚合物降黏剂的性能及其提高采收率效果[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(6): 107-113.  
 YANG Bin. Properties of polymer viscosity reducer and its effect on enhanced oil recovery [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(6): 107-113.
- [15] 郑万刚, 初伟, 崔文富, 等. 渗透降黏驱油剂提高采收率机理

- [J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(6): 129-134.
- ZHENG Wangang, CHU Wei, CUI Wenfu, et al. Enhanced oil recovery mechanism of permeable viscosity-reducing oil displacement agent [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2021, 28(6): 129-134.
- [16] 张庆龙. 非均质油藏聚合物微球-表面活性剂复合调驱体系 [J]. 断块油气田, 2021, 28(5): 716-720.
- ZHANG Qinglong. Polymer microspheres-surfactant composite profile control and flooding system for heterogeneous reservoirs [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2021, 28(5): 716-720.
- [17] 刘哲宇, 李宜强, 高文彬, 等. 纵向非均质油藏聚合物变阻力渗流规律实验研究 [J]. 新疆石油地质, 2017, 38(3): 331-336.
- LIU Zheyu, LI Yiqiang, GAO Wenbin, et al. Experimental study on variable flow resistance during polymer flooding in vertically heterogeneous reservoirs [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2017, 38(3): 331-336.
- [18] 张娜, 元福卿, 魏翠华, 等. 普通稠油油藏聚合物驱提高采收率研究与实践——以孤岛油田B21单元为例 [J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(6): 101-106.
- ZHANG Na, YUAN Fuqing, WEI Cuihua, et al. Research and practice of enhanced oil recovery by polymer flooding in ordinary heavy oil reservoirs: Taking Block B21, Gudao Oilfield as an example [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2021, 28(6): 101-106.
- [19] 谭龙, 聂振荣, 熊志国, 等. 砾岩油藏化学驱微观孔隙剩余油分级动用机理——以克拉玛依油田砾岩油藏K7区块为例 [J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(4): 107-112.
- TAN Long, NIE Zhenrong, XIONG Zhiguo, et al. Study on graded production mechanism of remaining oil in micro-pores of chemical flooding in conglomerate reservoirs: A case of conglomerate reservoir in Block K7, Karamay Oilfield, Xinjiang [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2021, 28(4): 107-112.
- [20] 卢祥国, 何欣, 曹豹, 等. 聚合物驱吸液剖面反转机制应对方法与实践效果 [J]. 石油学报, 2023, 44(6): 962-974.
- LU Xiangguo, HE Xin, CAO Bao, et al. Injection profile reversal mechanisms of polymer flooding and its countermeasures and practical effects [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(6): 962-974.
- [21] SABOORIAN-JOOYBARI H, DEJAM M, CHEN Z. Heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field Applications: Half-century Studies [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, 142: 85-100.
- [22] 张冶, 程毅. 大庆喇嘛甸油田聚驱后压堵驱剩余潜力挖潜可行性 [J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(6): 109-116.
- ZHANG Ye, CHENG Yi. Feasibility of fracturing-plugging flooding to tap remaining potential after polymer flooding in Lamadian Oilfield in Daqing [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2022, 41(6): 109-116.
- [23] 刘姝祺. 聚合物注入站注聚单耗影响因素分析及节能措施研究 [J]. 石油石化节能与计量, 2024, 14(2): 18-22.
- LIU Shuqi. Research on the factors affecting analysis and energy conservation measures of polymer injection unit consumption at polymer injection station [J]. *Energy Conservation and Measurement in Petroleum & Petrochemical Industry*, 2024, 14(2): 18-22.
- [24] 聂怀勇. 三元复合驱配注系统能耗控制措施探讨 [J]. 化学工程与装备, 2018, (8): 114-115.
- NIE Huaiyong. Discussion on energy consumption control measures for ternary composite flooding injection system [J]. *Chemical Engineering & Equipment*, 2018, (8): 114-115.
- [25] 许荣奎, 田树全, 李宝泉, 等. 油田注采压力系统研究及应用 [J]. 石油天然气学报, 2005, 27(3): 383-385.
- XU Rongkui, TIAN Shuquan, LI Baoquan, et al. Research and application of oilfield injection production pressure system [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2005, 27(3): 383-385.
- [26] 邴绍献, 肖武, 赵伟, 等. 一种注水开发油藏的地下能量利用水平评价方法: CN 108505980B [P]. 2020-07-14.
- BING Shaoxian, XIAO Wu, ZHAO Wei, et al. An evaluation method for underground energy utilization level in water injection development of oil reservoirs: CN 108505980B [P]. 2020-07-14.
- [27] 赵伟, 肖武, 吕琦, 等. 一种油藏开发过程中地下能耗表征方法: CN 108386170B [P]. 2020-04-17.
- ZHAO Wei, XIAO Wu, LÜ Qi, et al. A characterization method for underground energy consumption during reservoir development process: CN 108386170B [P]. 2020-04-17.
- [28] 李元生, 李相方, 藤赛男, 等. 近井地带高速非达西动边界对产能预测的影响 [J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2015, 37(1): 128-134.
- LI Yuansheng, LI Xiangfang, TENG Sainan, et al. Effect of non-Darcy flow moving boundary of high velocity nearby wellbore on productivity prediction [J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2015, 37(1): 128-134.
- [29] 张子玉, 冯鼎, 冯耀忠. 降低油田开发能耗的提高采收率新工艺 [J]. 石油石化节能, 2012, (10): 4-7.
- ZHANG Ziyu, FENG Ding, FENG Yaozhong. A new process for reducing energy consumption in oilfield development and improving oil recovery [J]. *Energy Conservation in Petroleum & Petrochemical Industry*, 2012, (10): 4-7.
- [30] 王锦梅, 陈国, 历焱, 等. 聚合物驱油过程中形成油墙的动力学机理研究 [J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(6): 64-66.
- WANG Jinmei, CHEN Guo, LI Ye, et al. A kinetic mechanism study on oil bank forming during polymer flooding [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2007, 26(6): 64-66.
- [31] 侯雨辰, 朱焱, 潘登, 等. 聚合物驱流动压力对驱油效果的影响 [J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(3): 109-119.
- HOU Yuchen, ZHU Yan, PAN Deng, et al. Effect of flowing pressure on the oil displacement efficiency during polymer flooding [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(3): 109-119.
- [32] 郑昕, 姚秀田, 夏海容, 等. 稠油化学堵调降黏复合驱油体系构

- 建及驱油机理分析[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(6): 122-128.
- ZHENG Xin, YAO Xiutian, XIA Hairong, et al. Establishment of combined viscosity reduction flooding system for chemical water shutoff and profile control in heavy oil reservoirs and analysis of its mechanism [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(6): 122-128.
- [33] LACÍK I, SELB J, CANDAU F. Compositional heterogeneity effects in hydrophobically associating water-soluble polymers prepared by micellar copolymerization [J]. Polymer, 1995, 36(16): 3 197-3 211.
- [34] BIGGS S, SELB J, CANDAU F. Effect of surfactant on the solution properties of hydrophobically modified polyacrylamide [J]. American Chemical Society, 1992, 8(3): 838-847.
- [35] JIMÉNEZ-REGALADO E, SELB J, CANDAU F. Effect of surfactant on the viscoelastic behavior of semidilute solutions of multisticker associating polyacrylamides [J]. Langmuir, 2000, 16(23): 8 611-8 621.
- [36] LIANG Y, GUO Y, YANG X, et al. Insights on the interaction between sodium dodecyl sulfate and partially hydrolyzed microblock hydrophobically associating polyacrylamides in different polymer concentration regimes [J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2019, 572(3): 152-166.
- [37] ISAH A, ARIF M, HASSAN A, et al. Fluid-rock interactions and its implications on EOR: Critical analysis, experimental techniques and knowledge gaps [J]. Energy Reports, 2022, 8(5): 6 355-6 395.
- [38] 薛新生, 陈文娟, 韩玉贵, 等. 海上油田驱油用聚合物性能指标要求和评价方法: Q/HS 2032—2018 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2019.
- XUE Xinsheng, CHEN Wenjuan, HAN Yugui, et al. Performance index and evaluation methods of polymers for chemical flooding in offshore oilfields: Q/HS 2032-2018 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2019.
- [39] 冯茹森, 寇将, 薛松松, 等. 疏水缔合聚合物与非离子表面活性剂的相互作用[J]. 油田化学, 2017, 34(1): 159-164.
- FENG Rusen, KOU Jiang, XUE Songsong, et al. Interaction between hydrophobically associating polymer and nonionic surfactant [J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34(1): 159-164.
- [40] LIU Z, ZHAO G, BREWER M, et al. Comprehensive review on surfactant adsorption on mineral surfaces in chemical enhanced oil recovery [J]. Advances in Colloid and Interface Science, 2021, 294(6): 1-23.
- [41] GAO C H. Scientific research and field applications of polymer flooding in heavy oil recovery [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2011, 1(2/4): 65-70.
- [42] GOUVEIA L M, PAILLET S, KHOUKH A, et al. The effect of the ionic strength on the rheological behavior of hydrophobically modified polyacrylamide aqueous solutions mixed with sodium dodecyl sulfate (SDS) or cetyltrimethylammonium p-toluenesulfonate (CTAT) [J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2008, 322(1/3): 211-218.

编辑 林 璐

## 特邀约稿人简介:



冯茹森,男,1972年4月,工学博士,副教授,硕士生导师。西南石油大学化学化工学院应用化学教研室专任教师。长期聚焦于疏水缔合聚合物和表面活性剂的分子结构设计及产品开发、化学驱物理模拟研究、油井工作液研制等方向的教学和科研工作。

主持完成国家“863”项目子课题、国家科技重大专项子课题、国家自然科学基金面上项目、四川省科技厅重大专项各1项;以第二技术负责人完成国家科技重大专项等纵向课题5项。获省部级技术发明一等奖1次、科技进步奖二等奖1次。获国家授权发明专利28项,第一发明人15项;出版教材和专著各1部,公开发表论文76篇,其中第一及通讯作者31篇,SCI收录5篇,EI收录4篇。



舒政,男,1966年3月,工学博士,教授,硕士生导师。西南石油大学石油与天然气工程学院开发研究所专任教师。长期聚焦于提高采收率理论与工艺技术研究、油藏条件下驱油体系的性能评价和聚合物速溶等方向的教学和科研工作。

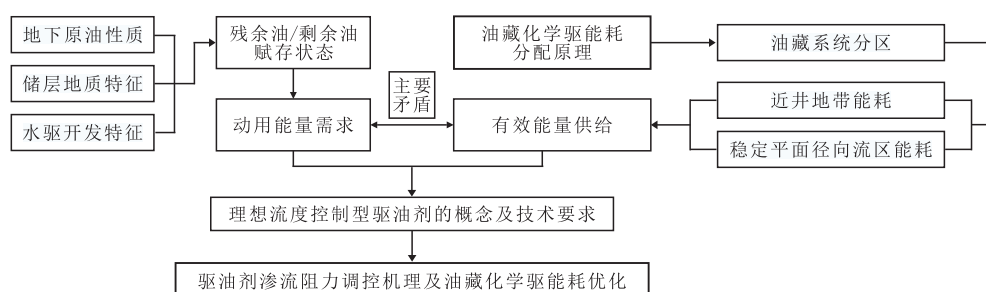
负责6项、主研4项国家科技重大专项等纵向课题,自研实验设备5套。获省部级技术发明一等奖1次、科技进步奖一等奖2次、二等奖3次、三等奖1次。获国家授权发明专利52项,国际发明专利1项,第一发明人21项;软件著作权6项;公开发表论文69篇,其中第一及通讯作者37篇,SCI收录8篇,EI收录2篇。



## 《基于油藏化学驱能耗分配原理的理想流度控制型驱油剂研究》简介

油藏开发的直接目标是以最小代价、最大限度地开采地下油气资源。由此,化学驱提高采收率技术的根本目标是驱油剂在被驱替原油位置高效做功,实现最小代价或最大限度地增加原油采收率。为解决高黏原油提高采收率问题,近年来各种新的驱油体系的研究及应用一直是研究热点。要实现这一根本目标,必须解决2个基本问题:①如何定量评价驱油剂的做功效率;②“理想”驱油剂如何实现。

基于对上述问题的相关思考和探索,凝炼出《基于油藏化学驱能耗分配原理的理想流度控制型驱油剂研究》系列论文,研究思路如下:



首先,驱油剂对原油的能量供给不足是不能高效开采的主要原因。地下原油性质、储层地质特征、水驱开发特征共同决定了驱替油藏中剩余油/残余油至生产井所做的功( $W_{需求}$ ),驱油剂在被驱替原油位置的能量及其流度控制能力决定了采收率。

其次, $W_{总} = W_{传输} + W_{有用}$ ,其中驱油剂传输至被驱替原油位置所做的功为 $W_{传输}$ ,驱替前缘推动原油运移的能耗为 $W_{有用}$ ,有用功占总功的百分数为驱油剂做功的效率( $\eta$ )。

再次,对确定油藏,驱油剂的最大能量供给是一个定值,因此 $W_{总}$ 存在最大值,进一步可确定 $W_{有用}$ 的最大值。根据 $W_{有用} \geq W_{需求}$ 的原则,一方面可确定驱油剂适用的油藏条件,另一方面可确定油藏适用的驱油剂。

最后,根据被驱替原油位置可确定驱油剂的传输功、有用功及流度控制能力。“理想”驱油剂同时具备高做功效率(低 $W_{传输}$ 、高 $W_{有用}$ )和驱替位置高流度控制能力(低流度比)2个特征。超分子结构流体理论为“理想”驱油剂的设计及应用提供了基本理论支撑。

根据课题组已有研究成果凝炼出《基于油藏化学驱能耗分配原理的理想流度控制型驱油剂研究》系列论文,计划发表论文如下:

- I. 聚/表二元复合驱油体系的渗流阻力调控机理及应用
- II. 化学驱渗流阻力特征、能耗计算方法及应用
- III. 均质储层中聚/表二元复合驱油体系的渗流阻力优化方法及应用
- IV. 非均质储层中聚/表二元复合驱油体系的渗流阻力优化方法及应用
- V. 疏水缔合聚合物乳状液分相特征、渗流阻力调控机理及应用
- VI. 聚/表二元复合驱油体系的乳化特征、渗流阻力调控机理及应用

上述工作仅代表课题组对高黏原油提高采收率领域中2个基本问题的思考和探索,许多研究还处于初步阶段,敬请同行、专家指出疏漏和错误,共同完善有关理论并推动技术进步。