

综述

# 微乳液泡沫驱油技术原理、挑战和研究进展

崔乐雨, 李应成, 何秀娟, 沙 鸥

(中国石化三采用表面活性剂重点实验室, 中国石化上海石油化工研究院, 上海 201208)

**摘要:** 微乳液驱和泡沫驱是强化采油领域中的两个重要技术, 可以分别提高驱油过程的微观和宏观采收率。通过综述两个技术在国内外的历史发展和研究进展, 阐明了其优势和局限性, 并引出结合两者优势的新型采油技术: 微乳液泡沫驱, 又称为低张力泡沫驱。虽然此新型技术可以同时提高微观和宏观采收率, 但是在实际应用中, 仍然面临理论和应用上的双重挑战, 如表面活性剂有效窗口狭窄、注入工艺复杂、流体流动模型不完善等。结合文献调研, 针对以上问题提出了一系列研究建议, 如采用“专剂专用”原则开发微乳液泡沫剂, 利用数值模拟来优化注入工艺等。

**关键词:** 微乳液; 泡沫; 强化采油; 挑战; 微乳液泡沫驱

**中图分类号:** TE357 **文献标识码:** A **文章编号:** 1003-5214 (2022) 01-0056-09

## Mechanism, challenge and research advance in microemulsion-foam EOR

CUI Leyu, LI Yingcheng, HE Xiujuan, SHA Ou

(Sinopec Key Lab of Surfactants for EOR, SINOPEC Shanghai Research Institute of Petrochemical Technology, Shanghai 201208, China)

**Abstract:** Microemulsion flooding and foam flooding are two important technologies in enhanced oil recovery (EOR), which can improve microscopic and macroscopic oil recovery efficiency, respectively. The advantages and limitations of two technologies are illustrated through the review of their development and research progress for introducing microemulsion-foam flooding, also known as low-tension-foam flooding. This novel EOR technology combines the advantages of the above technologies, and can enhance both microscopic and macroscopic oil recovery efficiency. However, there are still theoretical and practical challenges, such as narrow effective window of surfactant, complex injection strategy, and incomplete hydrodynamic model in respect of application. By reviewing literature, systematic research suggestions are proposed for above challenges, such as “one formulation one case” principle for designing surfactant formulation, optimization of injection strategy by numerical simulation, etc.

**Key words:** microemulsion; foam; enhanced oil recovery; challenge; microemulsion-foam flooding

当前, 石油仍然是中国重要的能源组成部分, 其对外依存度在 2020 年却攀升到了 73%。而且, 中国已动用油田产量逐年递减, 新开发油田开采难度大。因此, 需要新型高效石油开采技术以提高新老油田产量, 保障中国经济发展和能源安全。

油田的开发一般会经历 3 个阶段: 利用油藏天然压力实现原油自喷的一采过程, 通过注水或注气维持油藏压力的二采过程, 以及通过注入化学品、热量等进一步提高采收率的三采过程。典型油田经过一采和二采后, 最终总采收率只有 35%~50% OOIP (原始含油饱和度)。而低渗或稠油油藏, 其采收率

甚至只有 5%~10% OOIP<sup>[1-2]</sup>。二采总采收率的不足可以归因于微观和宏观采收率的低下。

微观采收率是指注入流体与原油接触后的驱替效率, 受毛细管阻力、粘性力和岩石润湿性的影响, 可以用毛细管数 ( $N_{ca}$ ) 来表征, 如公式 (1) 所示<sup>[3]</sup>。二采过程中, 油水界面张力过大, 水相黏度不足, 并且岩石常处于强油湿或强水湿。这些都会导致  $N_{ca}$  偏小, 微观驱替效率偏低。

$$N_{ca} = \frac{u\mu}{\sigma \cos\theta} \quad (1)$$

式中:  $u$  是流体流速, m/s;  $\mu$  是流体黏度, Pa·s;  $\sigma$

是界面张力, N/m;  $\theta$  是接触角,  $^{\circ}$ 。

宏观采收率是指注入流体可以触及的油藏体积分数, 也被称为波及系数, 其受流度比、重力分离和油藏非均质性的影响。二采过程中, 注入流体的流度往往大于原油, 而且密度也有所差别, 因此会导致注入流体的指进穿透和重力分离。天然油藏通常非均质性严重, 存在漏失层, 这又加剧了注入流体的提前穿透。因此在二采过程中, 宏观波及系数偏低。

三次采油技术就是针对上述物理化学和流体流动问题采取的解决手段。目前, 越来越多的三采技术在二采阶段就被应用于现场生产之中, 用来尽早解决采收率低下的问题。因此, 三采技术又被广泛称为强化采油技术<sup>[1-2]</sup>。常见的强化采油技术包括: 化学驱, 混相/非混相气驱, 热采、微生物驱等。

化学驱中的微乳液技术和气驱中的泡沫技术尤其适用于中国的低渗油田开发。本文通过回顾这两个技术的发展历史, 详细讨论了它们的优势和不足。由此出发, 引出结合两者优点的新技术, 即微乳液泡沫驱的技术原理和研究进展, 并详细阐述了对此新技术的研究建议。

## 1 微乳液驱油技术

### 1.1 原理

表面活性剂是兼具亲水和亲油的两性分子, 可以聚集在油水界面处, 从而降低油水界面张力。当界面张力低于特定阈值时, 可以自发产生油水微乳液<sup>[4]</sup>。随着盐度的升高, 典型的表面活性剂会从亲水逐渐变为亲油, 因此, 油水乳液会从高盐度的下相微乳液, 过渡到油水双连续的中相微乳液, 最后到油包水的上相微乳液<sup>[5-6]</sup>, 如图 1 所示。

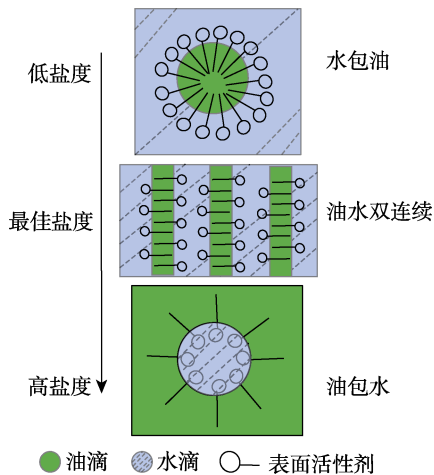


图 1 盐度对油水微乳液的影响

Fig. 1 Influence of salinity on water-oil microemulsion

油水微乳液的相行为与界面张力的关系可以被 Chun-Huh 公式 (式 2、式 3) 所定量描述<sup>[7]</sup>:

$$IFT_{mo} = \frac{C}{(V_o/V_s)^2} \quad (2)$$

$$IFT_{mw} = \frac{C}{(V_w/V_s)^2} \quad (3)$$

其中, 公式 (2) 描述的是油水下相中, 微乳液 (m) 和油 (o) 的界面张力 ( $IFT_{mo}$ , mN/m); 公式 (3) 描述的是油水上相中, 微乳液和水 (w) 的界面张力 ( $IFT_{mw}$ , mN/m)。 $V_o$  代表溶解在乳液中的油体积, mL;  $V_w$  代表溶解在乳液中的水体积, mL;  $V_s$  代表表面活性剂体积, mL。C 是常数。 $V_o/V_s$  和  $V_w/V_s$  被分别称为油增溶参数和水增溶参数。两者相等时, 简称为增溶参数。此时对应的界面张力也相等, 简称为油水界面张力。此油水界面张力指微乳液与油相或水相之间的界面张力, 与泛指的油相和水相界面张力在本质上是不同的。

根据 Chun-Huh 公式可以推断出, 随着油或水增溶参数的升高, 对应的界面张力 ( $\sigma$ ) 呈指数下降; 在增溶参数达到峰值时, 界面张力达到最小值, 如图 2 所示<sup>[8]</sup>。在两个增溶参数交会区域, 界面张力达到最低值, 同时油水相态达到中相微乳液, 此时  $N_{ca}$  和微观驱替效率会得到极大提高。

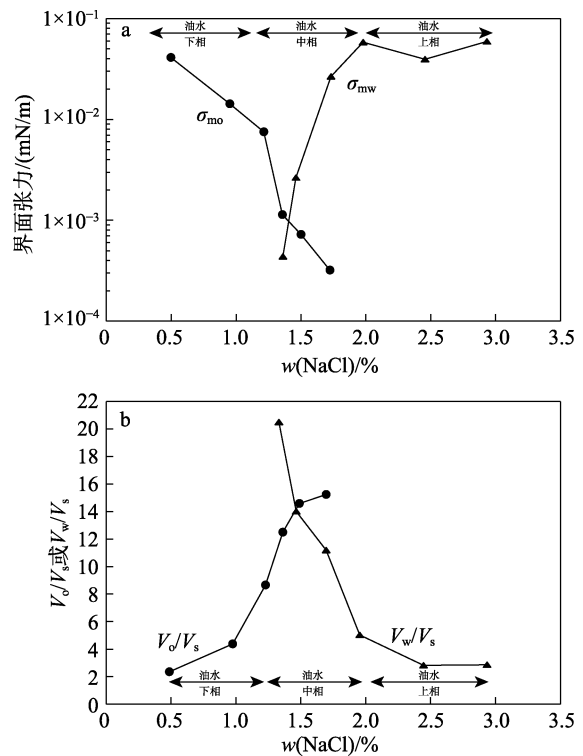


图 2 界面张力 (a) 和增溶参数 (b) 随盐度的变化曲线<sup>[8]</sup>  
Fig. 2 Influence of salinity on interfacial tension (a) and solubilization ratio (b)<sup>[8]</sup>

因此,微乳液驱油技术就是通过注入特定的表面活性剂配方,达到油水中相微乳液。这样不仅可以最有效地降低界面张力,提高  $N_{ca}$ ,还可以溶解大量的滞留油滴和油膜,从而最大程度地提高微观驱替效率。

## 1.2 研究进展

微乳液驱油技术自 20 世纪 60 年代开始,已经被 Marathon、Shell、Exxon 等大型石油公司应用于矿场实验,可以大幅度提高原油采收率<sup>[9-11]</sup>。在 20 世纪 80 年代,含聚氧乙烯(EO)和聚氧丙烯(PO)的阴离子(硫酸盐、磺酸盐等)和非离子表面活性剂被广泛应用于微乳液驱替。因为弱亲水的 EO 基团和弱亲油的 PO 基团的存在,可以更精细地调整表面活性剂的亲水亲油平衡(HLB),更有利于达到油水中相微乳液,从而进一步提升了微乳液驱油效率<sup>[12-16]</sup>。

之后,微乳剂进一步向着耐温耐盐和环保低成本的方向发展。英国 Imperial 学院、美国 Rice 大学和 UT Austin 分校分别率先使用聚乙氧基羧酸盐、聚氧丙烯基聚氧乙基磺酸盐和格尔伯特醇聚氧丙烯基聚氧乙基羧酸盐增加微乳液配方的耐温耐盐性<sup>[17-20]</sup>。德国 BASF 和马来西亚 Petronas 公司使用生物基表面活性剂:烷基聚糖苷(APG)和木质素类表面活性剂作为环境友好的微乳剂配方,在实验室中取得了良好效果<sup>[21-23]</sup>。

也有研究者针对特定油田开发了专用表面活性剂配方,其特点是针对特定油田效率高,但是普适性较弱。比如,美国 Oklahoma 大学开发了一种烷基聚乙氧基硫酸盐,可以在 30% 超高矿化度的硬质盐水中,得到油水中相微乳液并将界面张力降低到 0.004 mN/m。但是此配方只能应用在 70 °C 以下,因为高温下硫酸盐会水解<sup>[24]</sup>。

中国于 1980~1990 年开展了微乳液采油技术的研究<sup>[25-26]</sup>。中国的相关研究更加强调表面活性剂对油水界面张力的降低作用,并常与碱/聚合物配合使用<sup>[27-32]</sup>。因此,微乳液的产生与作用通常被视为二元复合驱(SP)或者三元复合驱(ASP)采油技术中的附属效果。直到近期,国内研究人员才对微乳液本身的强化采油效果进行了充分论证,并详细对比了中外研究方法的差异<sup>[33]</sup>。据此开发的阴阳复配表面活性剂配方,可以在降低界面张力的同时,迅速微乳化原油,在河南油田、江苏油田的现场应用中提高了 8%~12% OOIP 的原油采收率<sup>[34]</sup>。

## 1.3 挑战

微乳液技术虽然可以有效提高微观驱替效率,但是缺乏有效的流度控制手段,所以单纯使用微乳液技术会导致宏观波及系数过低。因此,微乳液技

术经常与聚合物技术配合使用。但是聚合物本身不耐受高温高盐,而且难以进入低渗油藏,所以反而会限制微乳液技术的应用范围<sup>[35-37]</sup>。因此,微乳液技术需要与耐温耐盐并且在低渗油藏中流动性更好的流度控制手段配合使用。

## 2 泡沫驱油技术

### 2.1 原理

泡沫是气体在液相中的分散系统。强化采油用泡沫中的气体通常为蒸汽、氮气、天然气或 CO<sub>2</sub>,而液相通常都是水溶液。泡沫属于热力学不稳定系统,只能使用泡沫剂延长其动力学稳定时间。表面活性剂是最常用的泡沫剂,其吸附在气液表面,提供静电斥力(离子型表面活性剂)或者空间阻力(非离子型表面活性剂),阻止液膜靠近引起泡沫的聚并破裂,如图 3 所示。而且当液膜中的水相流失时,会带走一部分表面活性剂,导致液膜处的表面张力升高,毛细管压力增加,降低液膜处水相压力,形成从体相到液膜的正向水压,从而阻止或减缓水相从液膜处流失。

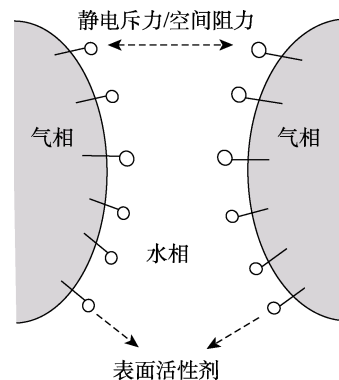


图 3 表面活性剂阻止泡沫的聚并破裂

Fig. 3 Surfactant preventing the coalescence of foam

在油藏中的泡沫可以分为滞留态和流动态两种形式<sup>[38-39]</sup>。滞留态泡沫处于静止状态或者在滞留位置振荡,起到封堵已驱替通道并迫使流体转向未波及区域的作用。流动态泡沫可以在多孔介质中形成气泡串,借助毛细管力和液膜之间的分离压,产生流动阻力并提高流体的表观黏度。因此,泡沫可以提高注入流体的表观黏度以改善流度比,并且封堵已驱替区域,从而消减油藏非均质性产生的不利影响。而且在泡沫中,气体被分散在水相之中,减缓了重力分离速度,可以克服由重力分离造成的气体提前穿透的问题<sup>[40-41]</sup>。

因此,泡沫驱油技术就是通过注入水、气和泡沫剂,在油田中产生泡沫,从而改善流度比,克服重力分离,并消减油藏非均质性带来的不利影响,

从而有效提高宏观波及系数。

## 2.2 研究进展

泡沫驱油技术的研究相较于微乳液驱油技术起步较晚, 在 1970~1980 年才陆续有油田应用。蒸汽泡沫是最早应用于油田的泡沫强化采油技术, 被 Shell、Unocal 等石油公司率先在美国油田中应用, 大幅提高了原油采收率<sup>[42-44]</sup>。

从 1990 年开始, CO<sub>2</sub> 泡沫在油田中的应用越来越多, 而且新型 CO<sub>2</sub> 泡沫剂被不断开发出来<sup>[45-48]</sup>。新型泡沫剂多是含亲 CO<sub>2</sub> 基团(如胺基、长链烷基等)的非离子型或 CO<sub>2</sub> 开关型表面活性剂。它们可以溶于 CO<sub>2</sub> 相, 并随 CO<sub>2</sub> 相注入, 这样即使 CO<sub>2</sub> 相发生重力分离或者指进穿透, 因其携带足够的泡沫剂, 只要与油藏中的天然盐水相遇, 就可以再次产生泡沫。因此, 使用可溶于 CO<sub>2</sub> 的泡沫剂, 可以进一步提高 CO<sub>2</sub> 利用率和产油率。

中国早在 1977 年就于胜坨油田进行了泡沫驱油的现场实验<sup>[49]</sup>。此后, 泡沫驱油在中国的发展陷入了一段时间的沉寂, 鲜有文献报道。自 1990 年以来, 泡沫采油技术在中国油田生产中的应用和研究越来越广泛。与国外类似, 泡沫驱油也被广泛应用在蒸汽热采工艺上, 并取得了显著效果<sup>[49-50]</sup>。

因为中国成功的三元/二元(ASP/SP)驱替经验, 泡沫采油技术在中国常被用作 ASP/SP 驱替的补充和后续措施, 并呈现出如下两个特点: (1) 泡沫剂中常含有聚合物, 甚至直接使用 ASP/SP 配方作为起泡剂使用; (2) 注入气体为氮气, 甚至直接使用空气<sup>[51-53]</sup>。

## 2.3 挑战

常用泡沫剂虽然也是表面活性剂, 但是通常过于亲水, 无法有效降低油水界面张力。这就会导致泡沫驱替过程中毛细管阻力过大, 增溶参数过低, 最终导致微观驱替效率过低。而且原油, 尤其是轻质原油, 会严重消减泡沫的稳定性。因此, 各种各样的耐油泡沫剂被研究者提出。Shell 石油公司提出, 使用含氟表面活性剂来降低原油在液膜上的进入和铺展参数, 从而提高泡沫的耐油性, 并且在岩心驱替实验中提高采收率 15%~17%<sup>[54]</sup>。但是含氟表面活性剂成本太高, 并且对环境不友好。因此更多研究者使用泡沫助剂来增加泡沫耐油性。甜菜碱是其中被广泛使用的助剂之一。美国 Rice 大学对比了添加甜菜碱前后的泡沫驱替实验, 添加甜菜碱后泡沫表观强度从 5 mPa·s 增强到 15 mPa·s, 在注入 1.2 PV(孔隙体积)泡沫之后原油采收率>90%<sup>[55]</sup>。中国也是在泡沫剂中添加甜菜碱表面活性剂以提高泡沫耐油性<sup>[56-57]</sup>。但是, 泡沫助剂往往是正负两性表面活性剂, 其在油藏中的吸附量很大, 会造成

额外的经济损失。

因此, 泡沫技术需要与有效提高微观驱替效率的方法联合使用, 并且从泡沫剂配方和/或注入工艺入手, 提高其耐油性。

## 3 微乳液泡沫驱油技术

### 3.1 原理和挑战

如前所述, 微乳液驱油可以有效提高微观驱替效率, 但是宏观波及系数过低; 泡沫驱油可以大幅度提升宏观波及体积, 但是微观驱替效率低下, 并且存在“遇油消泡”的问题。而微乳液泡沫驱油就是结合了以上两个技术的优点, 在油藏中同时产生微乳液和泡沫, 起到全面提高总采收率的作用。

微乳液泡沫驱还可以克服“遇油消泡”的难题。研究发现, 当油滴被充分乳化时, 会在气液表面形成一层假乳液膜, 从而避免了原油与泡沫的直接接触, 有效提高了泡沫的稳定性, 如图 4 所示<sup>[58-59]</sup>。

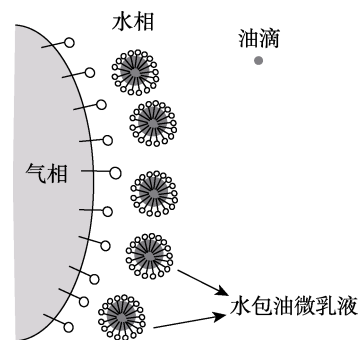


图 4 假乳液膜阻止油滴进入泡沫表面

Fig. 4 Pseudo-emulsion film preventing oil drop entering foam surface

微乳液的存在还可以有效降低波及区域的原油饱和度, 从而进一步提高泡沫的稳定性<sup>[60]</sup>。稳定的泡沫又可以将微乳液转向到未波及区域, 从而又增加了微乳液的波及区域。最终达到微乳液和泡沫的良好协同作用, 发挥 1+1>2 的效果, 从而有效提高总采收率。

但是, 微乳液驱油长期以来追求的是达到油水中相, 从而达到最低界面张力和最大增溶参数。而在油水中相时, 表面活性剂主要存在于微乳相中, 而水相中的浓度很低, 不足以维持泡沫的稳定<sup>[61]</sup>。所以, 两个技术在原理上存在一定程度上的冲突。

### 3.2 研究进展

为了解决上述冲突, 研究者们从注入工艺和表面活性剂配方两个方向入手进行了研究。

美国 UT Austin 大学改进了注入工艺, 期望绕过此冲突。他们先注入了一段微乳液剂降低油水界面张力, 然后注入泡沫驱动段塞, 推动微乳剂向前



流动。在实验室岩心驱替实验中,可以采收 82%残余油<sup>[60]</sup>。荷兰 TU Delft 大学也通过岩心驱替实验,验证了此工艺的有效性。结果表明,采用油水中相微乳液的采收率比油水下相高 5%,注入预制泡沫的采收率比原位泡沫高 13%<sup>[62]</sup>。但是,在实际生产中,油藏存在重力分离和非均质现象。注入的微乳液可能会从已波及区域和底部流走,而随后的泡沫可能会转向未波及区域和油藏顶部。这样,微乳液不能触及未波及区域,而泡沫本身在高原油饱和度下又不稳定,可能会造成此微乳液泡沫驱油的失效。

因此,法国 TOTAL 石油公司、荷兰 TU Delft 和美国 Rice 大学的研究人员提出了另一种方案:使用一种表面活性剂配方,在得到油水下相和足够低的界面张力( $1.0 \times 10^{-2}$  mN/m)的同时,产生稳定泡沫。这样虽然不能达到油水中相,但是配方也可以有效降低界面张力,提高微观驱替效率,同时保证了水相中有充足的表面活性剂,可以产生稳定的泡沫。在岩心驱替实验中,这种微乳液泡沫驱可以提高 12%~50%的原油采收率<sup>[61,63-64]</sup>。荷兰 TU Delft 利用 CT 成像和岩心驱替实验对微乳液泡沫驱进行了深入研究。结果发现,当微乳液处于油水下相,但是远离油水中相和最佳盐度时,其最终采收率很低,只与水气交替注入(WAG)相当。只有当微乳液接近油水中相,但是仍然处于下相时,采收率才会得到显著提高(采收率提高值  $\Delta E=15\%OOIP$ )。这是因为,只有接近油水中相时才能产生足够量的微乳液。此微乳液不但保护了泡沫稳定性,还增加了局部压力梯度,有利于泡沫的产生,从而起到了与泡沫的良性协同作用<sup>[65]</sup>。

美国 Chevron 公司宣称找到了一种配方可以同时得到油水中相并产生稳定泡沫,并且在非均质填砂管驱替实验中验证了此配方的优秀性能:普通泡沫采收率为 45%,此微乳液泡沫驱的采收率达到 71%<sup>[66]</sup>。但是此配方的增溶参数只有 5~7,远低于一般油水中相的增溶参数(>10)。而且,作者也没有展示相关油水相态的照片。因此,对于此类配方的合理性还需要进一步的研究和验证。

另外,微乳液泡沫剂配方对盐度、温度和原油构成很敏感,不具有普适性。针对特定的油藏条件,需要重新设计表面活性剂配方。而且需要根据油藏条件,对泡沫的原油耐受度进行调整,使其满足:泡沫在已驱替区域中稳定存在,起到调剖封窜的作用;在进入未驱替区域时,泡沫需要迅速破裂并释放出微乳剂<sup>[67]</sup>。

中国对微乳液泡沫驱的研究与微乳液驱的研究类似,都是聚焦于界面张力的降低,而忽视了微乳液本身的作用。因此,通常被称为低张力泡沫驱

<sup>[68-69]</sup>。虽然国外文献中也常常将微乳液泡沫驱替称为低张力泡沫驱,但是在研究开发过程中不但测量了油水界面张力,而且对相态的影响也做了详细研究和说明<sup>[60-61,66]</sup>。所以,特此作出对比说明,希望引起研究人员对微乳液本身作用的重视。

早在 2000 年,中国已经率先实现了低张力泡沫的油田应用。因为传统的 ASP/SP 配方已经可以有效降低界面张力,所以直接使用 ASP 配方产生的低张力泡沫,其采油效果优于 ASP 三元复合驱<sup>[53]</sup>。胜坨油田在 2011 年使用磺酸盐-甜菜碱表面活性剂配方产生了低张力泡沫,将单井产油量从 6.3 t/d 提高到了 9.2 t/d<sup>[70]</sup>。所以,中国的微乳液/低张力泡沫驱起步早,在应用层面上处于绝对的国际领先地位。但是对于基础研究,尤其是油水相态对泡沫稳定性的研究不够细致充分,导致现场应用中出现了如初期起泡慢、中期泡沫不稳定、后期乳液黏度大等问题<sup>[71-72]</sup>。所以,中国微乳液泡沫驱替应该在表面活性剂和注入工艺两个层面上进行深入研究,使其具有发泡更快,泡沫更稳定,微乳液黏度低,易分离等特点。

### 3.3 研究建议

综上所述,虽然微乳液泡沫驱结合了两个技术的优点,在理论上可以实现微观和宏观采收率的共同提高,但是在理论和应用上还面临如下挑战。

(1) 表面活性剂有效窗口狭窄。为了同时保证微乳液的产生和泡沫的稳定,油水乳液需要处于油水下相,但是又要接近油水中相,导致有效窗口狭窄。而油水相行为对温度、盐度、油组分等参数非常敏感,所以对于特定油藏条件需要开发相应的表面活性剂配方。这不仅增加了配方开发难度,还减弱了配方的普适性,增加了工作量。

(2) 注入工艺需要模拟优化。将微乳液泡沫剂拆分为微乳液剂和泡沫剂两段,分别进行注射,可以降低配方的开发难度,提高配方的普适性。但是此注入工艺需要进行模拟优化,避免两段表面活性剂流入不同区域,保证微乳液和泡沫可以产生良性的协同作用。在数值模拟领域,已经对微乳液和泡沫强化采油技术进行了大量研究,但是对于微乳液泡沫技术的数值模拟还鲜有报道。

(3) 物理化学和流体流动的基础研究还需要进一步深化。虽然微乳液泡沫驱的基本原理已经被广泛讨论,但是对于微乳液和泡沫在多孔介质中的产生、破裂和运移,以及二者的互相影响还没有被充分理解。这些基础研究可以为表面活性剂配方的精准设计,数值模型的改进优化,注入工艺的创新设计等提供重要理论支持。

针对以上挑战,作者提出如下研究建议。

### 3.3.1 微乳液泡沫剂配方的研发

(1) 专剂专用原则。建议针对特定油藏条件, 开发专用的微乳液泡沫剂。虽然中国已有成功的 ASP/SP 开发经验, 但是不建议直接套用 ASP/SP 配方。根据现场报道, 直接使用 ASP/SP 配方作为泡沫剂, 会导致泡沫在初始阶段生成状况差, 中期压力升高过度导致注入性差、泡沫在油藏深层稳定性差、乳化和结垢严重的问题<sup>[52-53,71]</sup>。ASP 配方中的碱和聚合物会导致结垢和乳液黏度增大的问题。而磺酸盐表面活性剂泡沫的耐油性较差, 会导致初始泡沫弱的问题。而且传统 ASP 配方追求油水中相乳液, 因此在有原油存在的情况下, 大量表面活性剂进入中相之中, 导致水相中表面活性剂不足, 所以在初期难以产生强泡沫。当近井地带的原油饱和度降低之后, 强泡沫会立刻产生。如果此时不及时调整气液比的话, 会导致注入压力突升, 只能牺牲注入量来维持地层稳定。当泡沫运移到油藏深处, 再次碰到富油带时, 泡沫会因为耐油性差再次破裂, 导致泡沫在深层油藏稳定性差。

所以, 应该重新设计表面活性剂配方, 在得到近油水中相微乳液的同时, 可以稳定地产生泡沫。另外, 配方的有效窗口狭窄, 对于油藏条件的变化很敏感, 所以对于某一特定油藏条件, 需要对微乳液泡沫剂配方进行调整甚至重新设计。

(2) 油水相态研究。建议将油水相态作为配方研发的手段和指标。如前所述, 近油水中相微乳液是保证微乳液泡沫驱成功的重要因素。因此, 在测量油水界面张力的同时, 需要研究油水微乳液的种类和作用。除了油水微乳液的热力学研究, 其动力学变化也值得注意。因为油水微乳液的产生速度越快, 在流动过程中越能够迅速溶解滞留原油, 从而及时避免泡沫与原油的直接接触, 保证泡沫的稳定性。

(3) 复配理论的创新。传统的表面活性剂复配理论, 强调不同种类的表面活性剂之间要有良好的协同作用。但是对于微乳液泡沫剂来说, 如果微乳剂和泡沫剂可以独立作用, 互不影响, 那么就可以实现油水中相微乳液和稳定泡沫的共存。这样就可以满足: 微乳液表面活性剂存在于油水中相微乳液中, 同时泡沫表面活性剂存在于水相和气液表面处。此创新理论可能会颠覆现有的复配配方的开发逻辑, 拓展出新的研究方向。

### 3.3.2 注入工艺的研究

(1) 根据数值模型设计实验方案。目前有许多数值模型用来定量描述各操作变量, 如注入浓度、速度、方式等, 对乳化效率和泡沫强度的影响<sup>[73]</sup>。这些数值模型的准确度往往取决于对关键参数的估

算。而模型的关键参数, 又可以通过实验室数据进行计算<sup>[74]</sup>。因此, 对注入工艺进行实验研究时, 应该根据数值模型, 确定实验方案, 保证得到的实验数据可以准确计算模型的关键参数, 为模拟优化矿场注入方案提供支持。

(2) 利用数值模拟优化矿场注入工艺。通过实验室物理模型, 如岩芯驱替实验, 难以准确预测矿场尺度下的应用情况。因此, 需要借助数值模型和地质模型研究油田尺度下的注入工艺。从实验室到油田尺度的放大效应, 可以通过相应的无量纲数, 如 Peclet 数, 在模型中进行描述<sup>[75-76]</sup>。因此, 在通过实验室数据确定了数值模型关键参数之后, 需要与目标油田的地质模型相结合, 来优化矿场尺度下的注入工艺。

(3) 与现场情况的融合和促进。注入工艺的选择有时会受到现场条件的制约, 如现场设备的有限性, 地层压力的局限性, 工期长度的不足等。因此, 注入工艺的优化还应该考虑现场情况, 有时只能取得局部最优解。同时, 模拟得到的全局最优工艺, 也可以为现场设备和施工的改进提供方向和建议, 起到促进改善矿场条件的作用。

### 3.3.3 基础研究

微乳液泡沫驱中的物理化学和流体流动的基础研究可以促进配方的研发和数值模型的改进, 是此技术得以进步和改善的重要支撑。

(1) 微乳液和泡沫的协同产生、破裂和运移。微乳液和泡沫各自的产生、破裂和运移机理都有了大量研究。而且当两者共存时, 其相互作用会衍生出新的作用机理<sup>[58-59,65]</sup>。但是, 目前仍然缺少深入系统的基础研究和数学模型描述, 这直接导致了相应数值模型的缺位。

(2) 动力学研究。微乳液和泡沫的产生速度对相关技术的成功有重要作用。微乳液产生速度越快, 越能够在驱替过程中快速降低残余油饱和度, 阻止原油与泡沫的直接接触, 从而维持泡沫的稳定性。而泡沫的产生速度越快, 越能够尽早封堵优势通道, 从而将更多的微乳液转向未驱替区域, 扩大其波及区域。但是两者的动力学研究鲜有报道, 导致了相关动力学参数在数值模型中的缺失<sup>[77]</sup>。

## 4 总结及展望

微乳液驱油技术可以有效降低界面张力, 提高增溶参数, 从而提高微乳驱替效率。在国内外矿场实验中均取得了良好效果, 可以显著提高原油采收率。但是, 微乳液驱油缺少流动控制手段, 会导致其宏观波及系数过低。

泡沫驱油技术可以降低流度比,克服重力分离并且消减地层非均质性带来的不利影响,从而提高宏观波及系数。但是泡沫剂通常过于亲水,难以有效降低油水界面张力,导致其微观驱替效率不足,而且泡沫遇油不稳定。

微乳液泡沫驱技术结合了上述两个技术的优点,既可以利用微乳液提高微观驱替效率,也可以利用泡沫提高宏观波及系数。而且,微乳液的存在可以提高泡沫的耐油性和稳定性,稳定的泡沫又可以帮助微乳剂波及到更广的区域,最终实现微乳液和泡沫的良性协同作用。但是在中相微乳液时,表面活性剂会聚集在微乳液相,导致水相中缺少足够的表面活性剂来维持稳定的泡沫。所以,传统的微乳液驱与泡沫驱存在一定程度的冲突。

在当前的研究进展中,可以通过改进注入工艺或者微乳液泡沫剂配方来规避此冲突。在注入工艺上,可以先注入一个段塞的微乳剂进行驱替,然后再注入泡沫推动微乳剂运移。在配方上,可以使油水微乳液维持在下相,但是近中相区域。这样可以在得到足量微乳液并将油水界面张力降低至 $1.0 \times 10^{-2}$  mN/m的同时,保证水相中有充足的表面活性剂稳定泡沫。

但是,微乳液泡沫驱油技术仍然面临有效窗口狭窄,注入工艺复杂,基础研究不足等挑战。这些问题和挑战限制了此技术的实际应用。针对以上挑战,提出了相应的研究建议:(1)根据“专剂专用”原则,通过油水相态研究和新型复配理论的指导,开发对应特定油藏条件的微乳液泡沫剂。(2)根据数值模型设计实验方案以确定模型的关键参数,利用数值模型对油藏尺度下的注入工艺进行模拟优化,并根据现场条件进行调整,从而确定最优注入工艺。(3)对微乳液和泡沫的产生、共存、破裂和运移进行热力学和动力学基础研究,并提出更有效的物理模型。

尽管微乳液泡沫驱油技术在理论和实践层面上的研究还在不断完善,但是其耐温耐盐和适用于低渗油藏的特点,决定了其在苛刻油藏中广阔的应用前景。而且,使用一种表面活性剂配方可以实现提高宏观和微观采收率两种功能的设计,也简化了表面活性剂在现场使用中的注入工艺。因此,微乳液泡沫驱作为新型有效的强化采油技术,近年来逐渐被国内外研究人员所重视。

#### 参考文献:

[1] VISHNYAKOV V. Primer on enhanced oil recovery[M]. Oxford, United Kingdom: Gulf Professional Publishing, 2019.  
 [2] LAKE L. Fundamentals of enhanced oil recovery[M]. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2014.  
 [3] DENG X, TARIQ Z, MURTAZA M, *et al.* Relative contribution of

wettability alteration and interfacial tension reduction in EOR: A critical review[J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2021, 325: 115175.  
 [4] SOLANS C, MORALES D, HOMES M. Spontaneous emulsification[J]. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, 2016, 22: 88-93.  
 [5] MASASHI K, EISUKE K, DAI K, *et al.* Electrochemistry in bicontinuous microemulsions based on control of dynamic solution structures on electrode surfaces[J]. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, 2016, 25: 13-26.  
 [6] MARQUEZ R, ANTON R, VEJAR F, *et al.* New interfacial rheology characteristics measured using a spinning drop rheometer at the optimum formulation. Part 2. Surfactant-oil-water systems with a high volume of middle-phase microemulsion[J]. *Journal of Surfactants and Detergents*, 2019, 22(2): 177-188.  
 [7] HU H C. Interfacial tensions and solubilizing ability of a microemulsion phase that coexists with oil and brine[J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 1979, 71(2): 408-426.  
 [8] HEALY R N, REED R L, STENMARK D G. Multiphase microemulsion systems[J]. *SPE Journal*, 1976, 3: 147-160.  
 [9] GOGARTY W B, TOSCH W C. Miscible-type waterflooding: Oil recovery with micellar solutions[J]. *Transactions of the Society of Petroleum Engineers*, 1968, 243: 1407-1414.  
 [10] FRENCH M S. Field test of an aqueous surfactant system for oil recovery, Benton Field, Illinois[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1973, 25(2): 195-204.  
 [11] COOKE C E. Microemulsion oil recovery process: US 3373809[P]. 1965-11-15.  
 [12] CANTER N H, ROBBINS M L, BAKER E G. Polymer microemulsion complexes and their use for the enhanced recovery of oil: EP 37699[P]. 1981-10-14.  
 [13] BRAGG J R. Loudon surfactant flood pilot test[C]// SPE Enhanced Oil Recovery Symposium-Tulsa, 1982: SPE-10862-MS.  
 [14] REPPERT T R. Second ripley surfactant flood pilot test[C]// SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium-Tulsa, 1990: SPE-20219-MS.  
 [15] MAERKER J M, GALE W W. Surfactant flood process design for London[J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1992, 1: 36-44.  
 [16] BOURREL M, CHAMBU C. The rules for achieving high solubilization of brine and oil by amphiphilic molecules[J]. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1983, 23(2): 327-338.  
 [17] HUSSAIN A, SOLTANI R A, LUCKHAM P. Phase behavior of anionic surfactant blended with ethoxylated carboxylate surfactant in oil/water systems at high salinities and temperatures[C]// Jubilee Research Event, A Two-Day Symposium, Nottingham, UK, 1997, 2: 1313-1317.  
 [18] PUERTO M, HIRASAKI G, MILLER C, *et al.* Surfactant systems for EOR in high-temperature, high-salinity environments[J]. *SPE Journal*, 2012, 17: 11-19.  
 [19] ADKINS S, PINNAWALA G W, SOLAIRAJ S, *et al.* Development of thermally and chemically stable large-hydrophobe alkoxy carboxylate surfactants. Society of Petroleum Engineers[C]// SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2012: SPE-154256-MS.  
 [20] LU J, LIYANAGE P J, SOLAIRAJ S, *et al.* New surfactant developments for chemical enhanced oil recovery[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, 120: 94-101.  
 [21] SANTA M, ALVAREZ-JÜRGENSON G, BUSCH S, *et al.* Sustainable surfactants in enhanced oil recovery[C]// SPE Enhanced Oil Recovery Conference-Kuala Lumpur, Malaysia, 2011: SPE-145039-MS.  
 [22] ZULKIFLI N N, MAHMOOD S M, AKBARI S, *et al.* Evaluation of new surfactants for enhanced oil recovery applications in high-temperature reservoirs[J]. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, 10: 283-296.  
 [23] GANIE K, MANAN M A, IBRAHIM A, *et al.* Experimental approach to formulate lignin-based surfactant for enhanced oil recovery[J]. *International Journal of Chemical Engineering*, 2019: 4120859.  
 [24] BUDHATHOKI M, HSU T, LOHATEERAPARP P, *et al.* Design of an optimal middle phase microemulsion for ultra high saline brine

- using hydrophilic lipophilic deviation (HLD) method[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2015, 488: 36-45.
- [25] GAO S T (高树棠), LIANG G Q (梁桂卿), CHEN H Q (陈慧琴), *et al.* Laboratory study on petroleum sulfonate system with low interfacial tension[J]. *Daqing Oilfield (大庆油田)*, 1982, 1(1): 59-67.
- [26] GAO S T (高树棠), LIANG G Q (梁桂卿), CHEN H Q (陈慧琴). A study on the optimum formulation of petroleum sulfonate-oil-brine systems with minimum interfacial tension and maximum displacement efficiency[J]. *Petroleum Exploration and Development (石油勘探与开发)*, 1984, 1(1): 55-63.
- [27] WANG D, ZHANG Z, CHENG J, *et al.* Pilot test of alkaline surfactant polymer flooding in daqing oil field[J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1997, 12: 229-233.
- [28] WANG D C (王德辰), YANG T R (杨天瑞), DU T P (杜天平), *et al.* Micellar polymer flooding pilot test in H184 well group, Laojunmiao oil field[J]. *Petroleum Exploration and Development (石油勘探与开发)*, 1999, 26(1): 47-49.
- [29] ZHANG J C (张继超), MA B D (马宝东), ZHANG Y M (张永民), *et al.* Interfacial performance of sodium polyethoxylatedhexadecanolsulfonates with different number of EO groups[J]. *China Surfactant Detergent & Cosmetics (日用化学工业)*, 2011, 41(2): 87-91.
- [30] LI N, ZHANG G, GE J, *et al.* Ultra-low interfacial tension between heavy oil and betaine-type amphoteric surfactants[J]. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 2012, 33(2): 258-264.
- [31] JIANG P, LI N, GE J, *et al.* Efficiency of a sulfobetaine-type surfactant on lowering IFT at crude oil-formation water interface[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2014, 443: 141-148.
- [32] LI Y, KONG B, ZHANG W, *et al.* Field application of alkali/surfactant/polymer flood with novel mixtures of anionic/cationic surfactants for high-temperature and high-water-cut mature sandstone reservoir[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2020, 23(3): 1-12.
- [33] LI Y C (李应成), BAO X N (鲍新宁), ZHANG W D (张卫东), *et al.* Research progress of surfactants for enhanced oil recovery at home and abroad[J]. *Fine Chemicals (精细化工)*, 2020, 37(4): 649-656.
- [34] LI Y, ZHANG W, SHEN Z, *et al.* Pilot test of surfactant-polymer flood with mixtures of anionic-cationic surfactants for high temperature low permeability sandstone reservoir[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2021, 24: 889-900.
- [35] JOUENNE S. Polymer flooding in high temperature, high salinity conditions: Selection of polymer type and polymer chemistry, thermal stability[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2020, 195: 107545.
- [36] MAGHSOUDIAN A, TAMSILIAN Y, KORD S, *et al.* Styrene intermolecular associating incorporated-polyacrylamide flooding of crude oil in carbonate coated micromodel system at high temperature, high salinity condition: Rheology, wettability alteration, recovery mechanisms[J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2021, 337: 116206.
- [37] SERIGHT R S, WAVRIK K E, ZHANG G, *et al.* Stability and behavior in carbonate cores for new enhanced-oil-recovery polymers at elevated temperatures in hard saline brines[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2021, 24(1): 1-18.
- [38] GÉRAUD B, JONES S A, CANTAT I, *et al.* The flow of a foam in a two-dimensional porous medium[J]. *Water Resources Research*, 2016, 52(2): 773-790.
- [39] XIAO S, ZENG Y, VAVRA E D, *et al.* Destabilization, propagation, and generation of surfactant-stabilized foam during crude oil displacement in heterogeneous model porous media[J]. *Langmuir*, 2018, 34(3): 739-749.
- [40] BOEIJE C S, ROSSEN W R. Gas-injection rate needed for SAG foam processes to overcome gravity override[J]. *SPE Journal*, 2015, 20(1): 49-59.
- [41] SUN L, BAI B, WEI B, *et al.* Recent advances of surfactant-stabilized N<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> foams in enhanced oil recovery[J]. *Fuel*, 2019, 241: 83-93.
- [42] PATZEK T W, KOINIS M T. Kern river steam-foam pilots[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1990, 42(4): 496-503.
- [43] MOHAMMADI S S, VAN SLYKE D C, GANONG B L. Steam-foam pilot project in Dome-Tumbador, Midway-Sunset field[J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1989, 4(1): 7-16.
- [44] MOHAMMADI S, MCCOLLUM T. Steam-foam pilot project in Guadalupe field, California[J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1989, 4(1): 17-23.
- [45] MARTIN F D, STEVENS J E, HARPOLE K J. CO<sub>2</sub>-foam field test at the East Vacuum Grayburg/San Andres Unit[J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1995, 10(4): 266-272.
- [46] XING D, WEI B, MCLENDON W J, *et al.* CO<sub>2</sub>-soluble, nonionic, water-soluble surfactants that stabilize CO<sub>2</sub>-in-brine foams[J]. *SPE Journal*, 2012, 17(4): 1172-1185.
- [47] CUI L, MA K, PUERTO M, *et al.* Mobility of Ethomeen C12 and carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) foam at high temperature/high salinity and in carbonate cores[J]. *SPE Journal*, 2016, 21(4): 1-51.
- [48] CUI L, DUBOS F, BOURREL M. Novel alkyl-amine surfactants for CO<sub>2</sub> emulsion assisted enhanced oil recovery[J]. *Energy & Fuels*, 2018, 32(8): 8220-8229.
- [49] LIU Z K (刘泽凯), MIN J H (闵家化). Application of foam flood in Shengli oil field[J]. *Technology of Oil and Gas Recovery (油气采收率技术)*, 1996, 3(3): 23-29.
- [50] ZHAO Y (赵燕), WU G H (吴光焕), SUN Y H (孙业恒). Field test and effect analysis of foam-assisted steam flooding[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency (油气地质与采收率)*, 2017, 24(5): 106-110.
- [51] CHEN Y Y (陈玉英), LIU Z C (刘子聪), CHEN Q W (陈清伟), *et al.* A preliminary analysis of the field results of foam flood in Baise oil fields[J]. *Oilfield Chemistry (油田化学)*, 1998, 15(2): 141-145.
- [52] YU H Y (于会宇), WAN X D (万新德), LIU Q (刘琴), *et al.* Lessons from the pilot test of foam[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing (大庆石油地质与开发)*, 2001, 20(2): 108-110.
- [53] ZHAO C J (赵长久), ME S C (么世椿), ZHOU S H (周淑华), *et al.* Discussion on two key questions regarding ultralow tension foam[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing (大庆石油地质与开发)*, 2005, 24(1): 87-89.
- [54] ANDRIANOV A, FARAJZADEH R, MAHMOODI N, *et al.* Immiscible foam for enhancing oil recovery: Bulk and porous media experiments[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2012, 51(5): 2214-2226.
- [55] LI R F, HIRASAKI G, MILLER C, *et al.* Wettability alteration and foam mobility control in a layered, 2D heterogeneous sandpack[J]. *SPE Journal*, 2012, 17(4): 1207-1220.
- [56] SUN Y, LI Y, LI C, *et al.* Molecular array behavior and synergistic effect of sodium alcohol ether sulphate and carboxyl betaine/sulfobetaine in foam film under high salt conditions[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2015, 480: 138-148.
- [57] SHI S L (史胜龙), WANG Y F (王业飞), WANG Z B (王振彪), *et al.* Microfoam flooding effect in high temperature and high salinity reservoir[J]. *Oilfield Chemistry (油田化学)*, 2017, 34(1): 96-102.
- [58] SUN S, ZHANG X, WANG P, *et al.* Emulsified oil phase induced internal instability of ionic and nonionic foams revealed by coarse-grained molecular dynamics simulation[J]. *Computational Materials Science*, 2019, 169: 109111.
- [59] PU W, WEI P, SUN L, *et al.* Investigation on stabilization of foam in the presence of crude oil for improved oil recovery[J]. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 2019, 40(5): 646-656.
- [60] DAS A, NGUYEN N, FARAJZADEH R, *et al.* Laboratory study of injection strategy for low-tension-gas flooding in high salinity, tight carbonate reservoirs[C]// *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, 2018: SPE-190348-MS.
- [61] DONG P, PUERTO M C, MA K, *et al.* Ultralow-interfacial-tension foam-injection strategy in high-temperature ultrahigh-salinity



- fractured oil-wet carbonate reservoirs[J]. SPE Journal, 2019, 24(6): 2822-2840.
- [62] JANSSEN M T G, PILUS R M, ZITHA P L J, *et al.* Foam-assisted chemical flooding for enhanced oil recovery: Effects of slug salinity and drive foam strength[J]. Energy & Fuels, 2019, 33(6): 4951-4963.
- [63] COTTIN C, MOREL D C, LEVITT D, *et al.* Alkali surfactant gas injection: Attractive laboratory results under the harsh salinity and temperature conditions of Middle East carbonates[C]// Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 2012: SPE-161727-MS.
- [64] HOSSEINI-NASAB S M, ZITHA P L J. Investigation of chemical-foam design as a novel approach towards immiscible foam flooding for enhanced oil recovery[J]. Energy & Fuels, 2017, 31(10): 10525-10534.
- [65] JANSSEN M T G, PILUS R M, ZITHA P L J, *et al.* A comparative study of gas flooding and foam-assisted chemical flooding in Bentheimer sandstones[J]. Transport in Porous Media, 2020, 131(1): 101-134.
- [66] HAHN R, SPILKER K, ALEXIS D, *et al.* Low tension foam flooding for chemical enhanced oil recovery in heterogeneous systems[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 2018: SPE-191706-MS.
- [67] CUI L, SALABERT G, DI-COSTANZO O, *et al.* Surfactant formulation for foam mobility control and gas shut-off in harsh operational and reservoir conditions[C]// Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 2020: SPE-203481-MS.
- [68] SUN J F (孙建峰), GUO D H (郭东红), CUI X D (崔晓东), *et al.* Study on properties of low interfacial tension foam flooding system as betaine[J]. Oil Drilling & Production Technology (石油钻采工艺), 2014, 36(3): 92-95.
- [69] LIU Y (刘勇), TANG S F (唐善法), XUE W J (薛汶举). EOR experiments of N<sub>2</sub> foam flooding with low interfacial tension[J]. Oilfield Chemistry (油田化学), 2015, 32(4): 520-524.
- [70] YUAN F Q (元福卿), ZHAO F J (赵方剑), XIA X R (夏晔冉), *et al.* Single well pilot for low tension N<sub>2</sub> foam in the 2-2-3 block of Shengtuo oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency (油气地质与采收率), 2014, 21(1): 70-73.
- [71] LAN Y B (兰玉波), LIU C L (刘春林), ZHAO Y S (赵永胜). Pilot test evaluation for foam flood in Daqing Oilfield[J]. Natural Gas Industry (天然气工业), 2006, 26(6): 102-104.
- [72] LIU L J (刘丽杰). Research on foam flood for enhancing oil recovery in 2-2-3 block of Shengtuo[J]. Journal of Oil and Gas Technology (石油天然气学报), 2014, 36(4): 143-147.
- [73] MA K, REN G, MATEEN K, *et al.* Modeling techniques for foam flow in porous media[J]. SPE Journal, 2017, 20(3): 453-470.
- [74] JIAN G, ZHANG L, DA C, *et al.* Evaluating the transport behavior of CO<sub>2</sub> foam in the presence of crude oil under high-temperature and high-salinity conditions for carbonate reservoirs[J]. Energy & Fuels, 2019, 33(7): 6038-6047.
- [75] COATS K H, WHITSON C H, THOMAS K. Modeling conformance as dispersion[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2009, 12(1): 33-47.
- [76] ZENG Y, FARAJZADEH R, BISWAL S L, *et al.* A 2-D simulation study on CO<sub>2</sub> soluble surfactant for foam enhanced oil recovery[J]. Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 2019, 72: 133-143.
- [77] MA K, MATEEN K, REN G, *et al.* Mechanistic modeling of foam flow through porous media in the presence of oil: Review of foam-oil interactions and an improved bubble population-balance model[C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, 2018: SPE-191564-MS.

(上接第 6 页)

- [45] LI Y Q (李艳青), ZHAO J Y (赵家圆), SONG D W (宋大巍), *et al.* Study on the antibacterial effect of natural biological preservative on spicy duck neck[J]. Journal of Heilongjiang Bayi Agricultural University (黑龙江八一农垦大学学报), 2019, 31(2): 46-51.
- [46] HE L (何丽). Study on the preservation methods of chilled freshwater fish cutting products based on the growth control of microorganism [D]. Wuhan: Wuhan Polytechnic University (武汉轻工大学), 2016.
- [47] HE Y (贺羽), WANG S (王帅), JIN Y (金益), *et al.* Effect of natural preservatives on preservation of low temperature meat products[J]. Jiangsu Agricultural Sciences (江苏农业科学), 2019, 47(1): 177-182.
- [48] JIA S L, LIU Y M, ZHUANG S, *et al.* Effect of  $\epsilon$ -polylysine and ice storage on microbiota composition and quality of pacific white shrimp (*Litopenaeus vannamei*) stored at 0 °C[J]. Food Microbiology, 2019, 83: 27-35.
- [49] BEN C. Chitosan: Properties, modifications and food nanobiotechnology[J]. Procedia Manufacturing, 2020, 46: 652-658.
- [50] ZHANG Z (张振). Effect of chitosan combined with  $\epsilon$ -polylysine and carrageen coating on the quality of refrigerated Chinese shrimp [D]. Shenyang: Shenyang Agricultural University (沈阳农业大学), 2020.
- [51] LI N, LIU W R, SHEN Y, *et al.* Coating effects of  $\epsilon$ -polylysine and rosmarinic acid combined with chitosan on the storage quality of fresh half-smooth tongue sole (*Cynoglossus semilaevis* Günther) filets[J]. Coatings, 2019, 9: 1-16.
- [52] ZHANG P (张盼), WANG J P (王俊平). Effect of chitosan-pullulan composite antibacterial-films on fresh-keeping of chilled beef[J]. Journal of Chinese Institute of Food Science and Technology (中国食品学报), 2020, 20(6): 194-201.
- [53] RUBILAR J F, ZUNIGA R N, OSORIO F, *et al.* Physical properties of emulsion-based hydroxypropyl methylcellulose/whey protein isolate (HPMC/WPI) edible films[J]. Carbohydr Polymers, 2015, 123: 27-38.
- [54] YU Z L (余作龙), RAO G W (饶桂维), YAN X P (严小平), *et al.* Preparation and properties of pea starch/ $\epsilon$ -poly lysine composite films[J]. Science and Technology of Food Industry (食品工业科技), 2018, 39(13): 89-93, 242.
- [55] QIU X H (邱肖华), WU Y S (吴丽莎), ZHU Z Z (朱政泽), *et al.* Development and characterization of  $\epsilon$ -poly lysine/starch antibacterial films[J]. Food Research and Development (食品研究与开发), 2020, 41(1): 154-159.
- [56] TANG Q Y (汤秋治), PAN D D (潘道东), SUN Y Y (孙杨赢), *et al.* Effect of sodium alginate-based antimicrobial composite coating treatment on the preservation of chilled duck[J]. Modern Food Science and Technology (现代食品科技), 2016, 32(8): 240-245, 301.
- [57] ZHANG H T (张海婷), SUN M X (孙明曦), ZHANG Z N (张振楠), *et al.* Based on  $\epsilon$ -polylysine production research of antibacterial food wrappers[J]. The Food Industry (食品工业), 2021, 42(1): 109-112.
- [58] ZHANG X H (张小涵). Development of chitosan-soybean protein isolate edible films with antimicrobial properties[D]. Shenyang: Shenyang Agricultural University (沈阳农业大学), 2019.
- [59] SHA J H (沙金华), MA X J (马晓军). Study on extraction technology of pea protein isolate[J]. Science and Technology of Food Industry (食品工业科技), 2009, (7): 262-263.
- [60] GUO Y (郭永). Preparation of pea isolate protein antibacterial membrane containing  $\epsilon$ -polylysine ( $\epsilon$ -PL) and its antibacterial and physical properties[J]. The Food Industry (食品工业), 2020, 41(9): 140-143.
- [61] YANG P P (杨萍萍), GUO S Q (郭思琪), HOU W F (侯温甫), *et al.* Antibacterial of  $\epsilon$ -poly-L-lysine/polyvinyl alcohol composite film and its preservation effect on fresh duck meat[J]. Modern Food Science and Technology (现代食品科技), 2020, 36(3): 113-119, 98.
- [62] TAN Z L (谭之磊). Preparation and antibacterial activity of  $\epsilon$ -polylysine and its composites[D]. Tianjin: Tianjin University (天津大学), 2014.