

低渗透油田用CO₂气溶性泡沫体系 研发及性能评价

毕卫宇^{1,2},张攀锋³,章 杨⁴,杨棠英¹,刘笑春¹,王石头¹,任韶然³

(1.中国石油长庆油田分公司 油气工艺研究院,陕西 西安 710021; 2.低渗透油气田勘探开发国家工程实验室,
陕西 西安 710021; 3.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266580;
4.中国石油大港油田 采油工艺研究院,天津 300280)

摘要:利用可视化高温高压泡沫仪筛选出具有良好CO₂泡沫性能的表面活性剂,在醇类等共溶剂的辅助下,评价其在超临界CO₂中的溶解性能;利用高温高压岩心驱替实验装置,评价CO₂气溶性泡沫体系提高采收率的能力。结果表明,所筛选的非离子型表面活性剂N-P-12在125℃高温条件下可以产生具有一定稳定性的CO₂泡沫,醇类等共溶剂的加入可以明显提高其在超临界CO₂中的溶解度。CO₂气溶性泡沫体系驱油过程中阻力因子呈先增大后减小的趋势,生成的泡沫对体系流动起到流度控制的作用,且较常规CO₂泡沫能够显著提高原油采收率,最终采收率高达92.50%。

关键词:CO₂泡沫 气溶性表面活性剂 共溶剂 溶解度 提高采收率

中图分类号:TE357.45

文献标识码:A

Development and performance evaluation on CO₂-soluble surfactant foam system for low permeability reservoir

BI Weiyu^{1,2},ZHANG Panfeng³,ZHANG Yang⁴,YANG Tangying¹,LIU Xiaochun¹,WANG Shitou¹,REN Shaoran³

(1.Oil & Gas Technology Research Institute,PetroChina Changqing Oilfield Company,Xi'an City,Shaanxi Province,710021,China; 2.National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-permeability Oil and Gas Field, Xi'an City,Shaanxi Province,710021,China; 3.School of Petroleum Engineering,China University of Petroleum(East China),Qingdao City,Shandong Province,266580,China; 4.Oil Production Technology Institute,PetroChina Dagang Oilfield Company,Tianjin City,300280,China)

Abstract:The surfactants with good CO₂ foam performance were screened out by high-pressure and high-temperature visualized foam device. The solubility of the systems in supercritical CO₂ were evaluated by using alcohols as co-solvents. The ability of EOR of CO₂-soluble surfactant foam was tested by high-temperature and high-pressure core displacement experimental device. The results show that the selected nonionic surfactants N-P-12 have good CO₂ foam stability at high-temperature condition of 125℃, and the addition of alcohol as co-solvents could significantly increase the solubility of the surfactants in the CO₂. During the CO₂ foam flooding, the resistance factor may increase first and then decrease, and the generated foam may play the role of mobility control in the system. Moreover, CO₂ foam based on CO₂-soluble surfactant is more efficient on enhancing oil recovery than the conventional CO₂ foam, and the ultimate oil recovery is raised up to 92.50%.

Key words:CO₂ foam; CO₂-soluble surfactant; co-solvent; solubility; EOR

收稿日期:2018-07-11。

作者简介:毕卫宇(1975—),男,辽宁抚顺人,高级工程师,博士,从事CO₂驱油提高采收率方面的研究。联系电话:15209262595,E-mail:bweiy_cq@petrochina.com.cn。

通讯作者:张攀锋(1989—),男,河南洛阳人,在读博士研究生。联系电话:18765922560,E-mail:cctk0512@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“CO₂捕集、驱油与埋存技术示范工程”(2016ZX05056),中国石油天然气股份有限公司科技重大专项“长庆油田低渗透油藏CO₂捕集、驱油与埋存关键技术研究与应用”(2014E-36)。

将CO₂注入到油藏中驱替原油是一种有效的提高采收率的方法^[1-2]。由于地层的非均质性及CO₂的流度比原油和水高,在油层内会出现CO₂气窜和粘性指进现象,影响CO₂驱提高采收率的效果^[3]。泡沫驱可以有效控制气体流度和改善气驱效率^[4],但对于低渗透和超低渗透油藏,地层水敏性强及水基溶液的可注性差^[5],限制了常规CO₂泡沫技术的应用。因此提出了利用CO₂气溶性泡沫体系进行驱替的方法^[6],即利用CO₂良好的溶剂特性,将表面活性剂溶解于超临界CO₂中运送到地层,当与地层水接触后,就地形成CO₂泡沫或乳液。

目前研究的气溶性表面活性剂包括分支状和直链烷基酚聚氧乙烯醚、碳氢基亲CO₂的非离子型表面活性剂等^[7],非离子型表面活性剂在高压下能少量溶解于CO₂中,并具有较好的泡沫性能。表面活性剂在CO₂中的溶解性直接关系到其应用效果,溶解度过低将影响表面活性剂的携带,使其在地层中不能形成有效泡沫。一般纯表面活性剂在CO₂中的溶解度很低,需要利用极性较小的低分子共溶剂(如醇类混合物)增加表面活性剂在CO₂中的溶解度^[8]。另外,表面活性剂的抗温能力也是限制其在高温油藏条件应用的因素之一,抗温性能差,高温下不能起泡,不能起到流度控制的作用^[9]。

笔者通过泡沫性能筛选和溶解度能力测试,筛选具有良好起泡性能、抗温性和CO₂气溶性的表面活性剂作为CO₂泡沫剂,利用CO₂气溶性泡沫体系驱油实验评价提高采收率效果,以期为CO₂气溶性表面活性剂的研发提供可借鉴的思路和方法,为基于高温低渗透水敏型油藏CO₂泡沫驱技术的发展提供基础。

1 实验设备与方法

1.1 表面活性剂筛选

改进的底部电磁耦合搅拌可视化高温高压泡沫仪(图1,虚线框内部分)主要包括温度控制系统、搅拌控制系统、溶液注入系统和压力控制系统,通过测量起泡高度^[10]和泡沫半衰期^[11],进行泡沫性能评价,筛选具有良好泡沫性能的表面活性剂。实验条件为:表面活性剂水溶液质量分数为1.5%,温度为室温至125℃,压力为5 MPa,盐水矿化度为100 000 mg/L,其中Ca²⁺质量浓度为2 000 mg/L。

1.2 表面活性剂溶解度测定

只有当表面活性剂在超临界CO₂中具有较高溶解度(质量分数超过1%)时才具有实际应用价值。

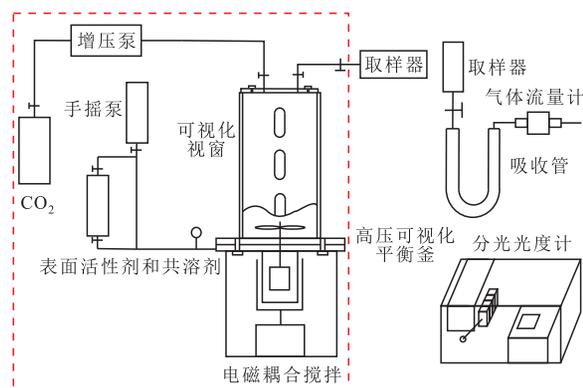


图1 表面活性剂泡沫性能测试及其在CO₂中溶解度测量装置

Fig.1 Experimental device for CO₂ foam performance and solubility measurement of surfactants in CO₂

高压下,表面活性剂在超临界CO₂中的溶解度测定装置主要包括高压可视化平衡釜、取样器、吸收管、气体流量计和分光光度计,该装置的核心部分为高压可视化平衡釜(图1)。

表面活性剂在超临界CO₂中溶解度测定实验步骤包括:①向高压可视化平衡釜中充入150 mL质量分数为15%的表面活性剂的共溶剂溶液。②向高压可视化平衡釜中充满CO₂,调节温度和压力至实验预设条件。③利用高速搅拌器(1 000 r/min)充分搅拌,使表面活性剂、共溶剂和CO₂充分混合。④停止搅拌后充分静置,达到表面活性剂和共溶剂在超临界CO₂中的溶解平衡后,利用取样器从高压可视化平衡釜的上部取样。⑤将取样器中的样品由底部出口缓慢放出,用U型管中的共溶剂吸收溶解在CO₂中的表面活性剂和共溶剂,同时用气体流量计计量排出CO₂的质量。⑥用分光光度计测量表面活性剂在共溶剂中的质量分数,计算表面活性剂的质量及其在超临界CO₂中的溶解度。

1.3 CO₂气溶性泡沫体系驱油实验

高温高压条件下CO₂气溶性泡沫体系提高采收率性能评价装置主要包括流体注入系统、岩心模型、恒温系统、回压系统和压力测量记录系统(图2)。主要仪器包括D-250L型单缸柱塞式恒压恒速注入泵、岩心夹持器、恒温箱、回压阀、压力传感器以及其他高压配件等。

实验条件包括:回压为20 MPa,温度为120℃,孔隙度为15.14%,渗透率为1.24 mD。驱替方式为:以0.1 mL/min的速度注入0.3 PV的CO₂段塞后,以0.1 mL/min的速度注入CO₂的同时以0.01 mL/min的速度注入表面活性剂的乙二醇溶液0.4 PV,以上2个段塞交替注入3次(共计2.1 PV),然后持续注入

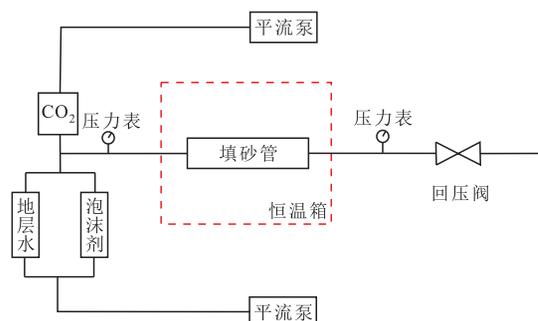


图2 高温高压条件下CO₂气溶性泡沫体系流度控制及EOR性能评价装置

Fig.2 Experimental device for performance evaluation of mobility control and EOR in CO₂-soluble surfactant foam flooding at high temperature and pressure conditions

CO₂段塞1.4 PV,驱替流体总注入量为3.5 PV。

评价CO₂泡沫流度控制能力的指标主要为阻力因子,其定义为

$$Z = \frac{\Delta p_{\text{foam}}}{\Delta p_{\text{water}}} \quad (1)$$

式中: Z 为阻力因子; Δp_{foam} 为注泡沫剂或CO₂过程中填砂管前后端压差,MPa; Δp_{water} 为高温高压注水过程中填砂管前后端的稳定压差,MPa。

2 结果与讨论

2.1 表面活性剂筛选

共测试了31种不同类型的油田或工业用表面活性剂及其改性产品(表1)在高温高压条件下的

CO₂泡沫性能,其中阴离子-非离子型表面活性剂系列N-NP-H/S/P/CH(烷基酚聚氧乙烯醚磺酸盐/硫酸盐/双磷酸酯盐/羧酸磺酸盐)是由非离子型表面活性剂N-NP系列(烷基酚聚氧乙烯醚)改进合成的。

TMN-6, PBE-14, OSP-1310, T-80, Span20/40/60/80, PBE-14-H, AEP, TXP-10, OS(MS-1), N-NP-15c-P和N-NP-15c-CH这14种表面活性剂无法产生CO₂泡沫或产生的CO₂泡沫性能很差。其他17种表面活性剂的CO₂泡沫性能(起泡体积和半衰期)测试结果(图3—图5)均表明,在实验温度范围内,随着温度升高,CO₂泡沫起泡体积和半衰期均呈现降低的趋势。这是由于温度升高,包围气体的泡沫液膜蒸发加剧,液膜破裂速度变快;同时,温度升高使得液膜粘弹性和强度降低,排液速率加快,最终导致CO₂泡沫性能的下降^[12-14]。

对比烷基酚聚氧乙烯醚类表面活性剂的泡沫性能(图3)可知,随着单个分子中EO基团(聚氧乙烯基团)数量增多,CO₂泡沫起泡体积和半衰期均有增大趋势。一方面,由于EO基团是亲水性基团,随着单分子中EO基团数量(EO聚合度)增大,表面活性剂分子亲水性增强,使得表面活性剂分子在界面上吸附时独占面积增大,分子表面覆盖度增大,表面活性剂降低气液表面张力的能力增强,气液表面张力越小,液膜的表面能也越小,越有利于泡沫稳定。另一方面,EO聚合度增大,分子中EO基团与周围水分子形成水化层的体积增大,泡沫间液膜水化层斥力增强,液膜排液速率降低,延缓了泡沫液膜

表1 实验用31种表面活性剂分类

Table1 Classification of the 31 kinds of surfactants used in the experiments

表面活性剂编号	化合物名称	表面活性剂类型	表面活性剂编号	化合物名称	表面活性剂类型
N-NP-7c/9c/10c/13c/15c/18c/21c	烷基酚聚氧乙烯醚	非离子	PBE-14-H	磺化聚丙烯丁醚	阴离子
TMN-6	烷基聚氧乙烯醚	非离子	AEP	聚氧乙烯十二烷基醚磷酸酯钾盐	阴离子
N-P-8/N-P-10/N-P-12	葡萄糖与脂肪醇缩醛化合物	非离子	TXP-10	酚醚磷酸酯钾盐	阴离子
PBE-14	聚丙烯丁醚	非离子	OS(MS-1)	烷基酚醚磺基琥珀酸酯钠盐	阴离子
OSP-1310	十三醇烷基酚聚氧乙烯醚	非离子	N-NP-10c-H/15c-H/21c-H	烷基酚聚氧乙烯醚磺酸盐	阴离子-非离子
T-80	聚氧乙烯山梨醇酐单油酸酯	非离子	N-NP-15c-S	烷基酚聚氧乙烯醚硫酸盐	阴离子-非离子
Span 20/40/60/80	失水山梨醇脂肪酯	非离子	N-NP-15c-P	烷基酚聚氧乙烯醚双磷酸酯盐	阴离子-非离子
ABS	十二烷基苯磺酸钠	阴离子	N-NP-15c-CH	烷基酚聚氧乙烯醚羧酸磺酸盐	阴离子-非离子
A-S-12	烷基硫酸钠	阴离子	CAB-35	椰子油酰胺丙基甜菜碱	阴离子-阳离子

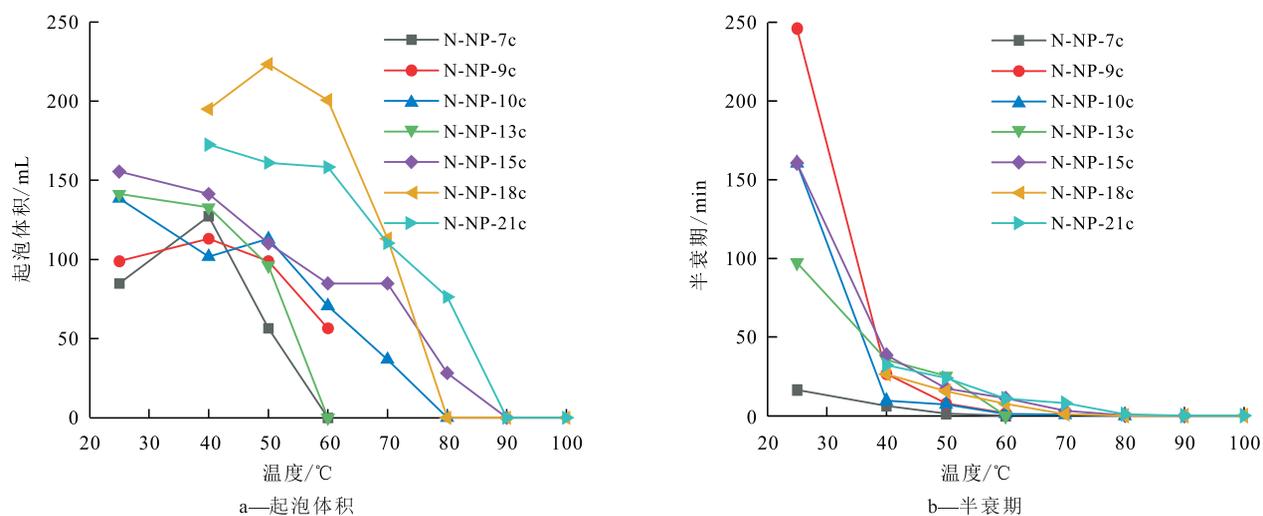


图3 非离子型表面活性剂产生CO₂泡沫的起泡体积和半衰期

Fig.3 Foam volume and half-life of CO₂ foam generated by the nonionic surfactants

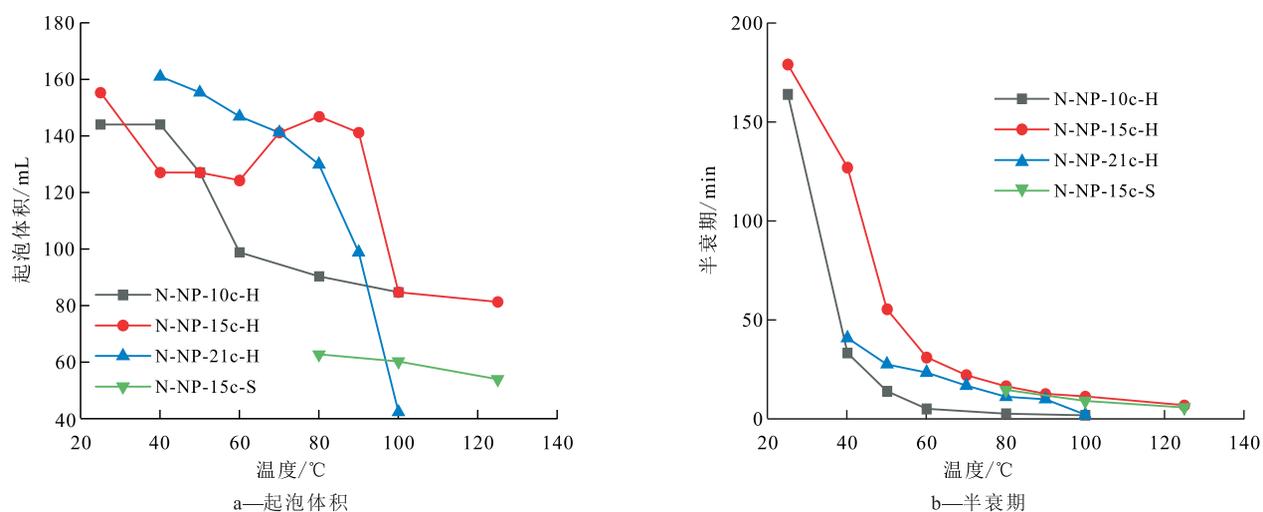


图4 阴离子-非离子型表面活性剂产生CO₂泡沫的起泡体积和半衰期

Fig.4 Foam volume and half-life of CO₂ foam generated by the anionic-nonionic surfactants

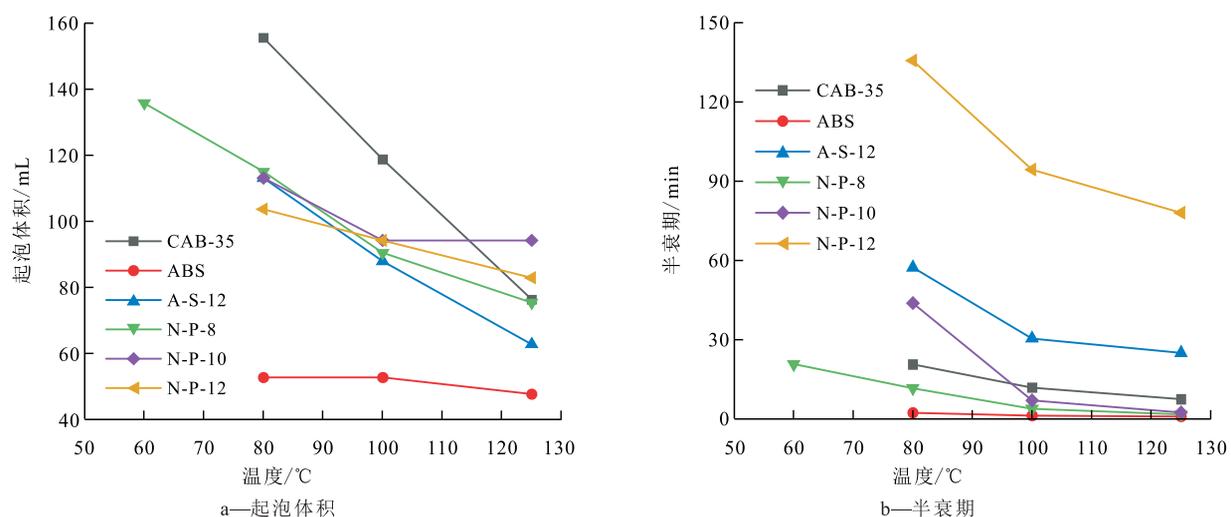


图5 非离子型和离子型表面活性剂产生CO₂泡沫的起泡体积和半衰期

Fig.5 Foam volume and half-life of CO₂ foam generated by the nonionic and ionic surfactants

的破裂;同时,EO聚合度增大增强了表面活性剂分子间作用力,使得液膜表面分子排布更加紧密,液膜强度增大,泡沫的稳定性能提高。

相比于非离子型表面活性剂 N-NP-10c, N-NP-15c 和 N-NP-21c, 其磺化改性后得到的相应的阴离子-非离子型表面活性剂 N-NP-10c-H, N-NP-15c-H 和 N-NP-21c-H 的起泡能力、稳泡能力和抗温能力均得到明显提高,磺化后表面活性剂的亲水性增强,能够产生更多、更稳定的泡沫(图4),并且在更高温度下也能产生稳定的CO₂泡沫。

对比17种表面活性剂产生CO₂泡沫的起泡体积和泡沫半衰期可知,N-P-12, N-NP-15c-H, A-S-12 和 CAB-35 的性能较好,均可在125℃高温条件下产生具有一定稳定性的CO₂泡沫,半衰期分别约为78.00, 6.54, 7.39 和 24.96 min。两性离子表面活性剂 CAB-35 虽然具有较好的CO₂泡沫性能,与 N-NP-15c-H 的性能相当,但考虑到其在地层中的吸附量较高,所以暂不做进一步研究。

2.2 表面活性剂溶解度测定

对 N-P-12 和 N-NP-15c-H 这2种表面活性剂在超临界CO₂中的溶解度进行测定,另外,为研究表面活性剂分子极性对选择共溶剂的影响,还对极性较低的非离子型表面活性剂 N-NP-10c 在乙醇单独作为共溶剂的条件进行溶解度测定。由于表面活性剂在超临界CO₂中的溶解度极低^[15-16],利用相似相容原则,采用乙醇和乙二醇作为共溶剂以提高溶解度^[17-18]。在一定温度、压力条件下,乙醇能够与超临界CO₂互相溶解^[8],是一种很好的共溶剂;乙二醇只能部分溶解于CO₂中,但与乙醇互溶,因此也可作为一种溶解辅助剂。

2.2.1 非离子型表面活性剂

N-NP-10c 是一种极性较低的非离子型表面活性剂,可以完全溶解于乙醇中,即用乙醇作为共溶剂可提高其在超临界CO₂中的溶解度。非离子型表面活性剂 N-P-12 分子中有多个羟基基团,分子亲水性强,需要采用乙醇和乙二醇的混合物(质量分数比为60%:40%)作为共溶剂以提高其在超临界CO₂中的溶解度。在温度为40℃、不同压力条件下,共溶剂存在时 N-NP-10c 和 N-P-12 在超临界CO₂中的溶解度测定结果(图6)表明,两者在超临界CO₂中的溶解度都随着压力的升高而增大,但压力对 N-P-12 的影响更大。这是由于在低压条件下,乙二醇在CO₂中的溶解度较小,随着压力的升高,其溶解度增大,因而促进了 N-P-12 在CO₂中的溶解。与无共溶剂条件下 N-NP-10c 的溶解度(0.15%)^[7]相比,共

溶剂的加入使其在超临界CO₂中的溶解度(1.76%)提高了11倍。这是由于在体系中加入具有较低极性的共溶剂乙醇可以增强CO₂和表面活性剂之间的氢键和Lewis酸-碱作用,提高溶质与溶剂分子间的偶极-偶极、偶极-诱导偶极以及诱导偶极-诱导偶极相互作用^[19]。另外,以乙醇和乙二醇混合物(质量分数比为60%:40%)为共溶剂的 N-NP-10c 溶液与超临界CO₂发生混相;而以乙醇作为共溶剂的 N-P-12 溶液不能与超临界CO₂实现混相,而是两相共存,一相为存在于高压可视化平衡釜底部的溶解了CO₂的混合溶液相,另一相为存在于高压可视化平衡釜上部的溶解了表面活性剂和共溶剂的超临界CO₂相。

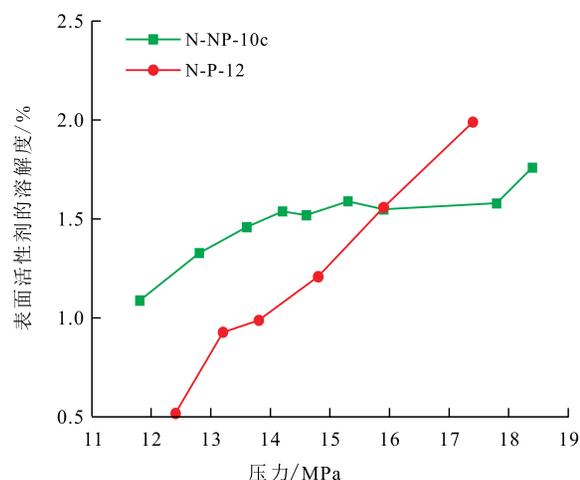


图6 40℃时共溶剂存在时N-NP-10c和N-P-12在超临界CO₂中的溶解度

Fig.6 Solubility of N-NP-10c and N-P-12 in supercritical CO₂ at 40℃ with the existing of co-solvent

由此可见,在醇类共溶剂作用下,非离子型表面活性剂可以在超临界CO₂中获得相对高的溶解度。考虑到泡沫剂有效质量分数为1%左右,最佳气液比为1:1的泡沫形成条件^[20-21],如果表面活性剂溶于超临界CO₂后,表面活性剂的质量分数能够高于1%,便能够在地层中形成有效泡沫。

2.2.2 离子型表面活性剂

与 N-P-12 在超临界CO₂中溶解度测定实验相似,测定极性、亲水性好的阴离子-非离子型表面活性剂 N-NP-15c-H 在超临界CO₂中的溶解度时,也需要使用乙醇和乙二醇的混合物作为共溶剂。在温度为40℃、不同压力条件下测定不同乙醇和乙二醇混合比例下(质量分数比分别为80%:20%和60%:40%) N-NP-15c-H 在超临界CO₂中的溶解度。实验结果(图7)表明, N-NP-15c-H 在超临界CO₂中的溶解度对压力较敏感,尤其是当共溶剂中乙二醇的含量较低时更为敏感。在相似条件下,离

子型表面活性剂在17 MPa高压条件下在超临界CO₂中溶解度仅为0.57%,比非离子型表面活性剂的低约3倍。同时需要注意的是,乙醇和乙二醇的混合比例对于表面活性剂在超临界CO₂中的溶解度具有较大影响,共溶剂中乙醇的比例越高,表面活性剂的溶解度越高。实验中加入乙二醇主要是为了改善具有较高极性的表面活性剂在乙醇中的溶解,其对表面活性剂在超临界CO₂中溶解度的影响机理并不明确,可能是乙二醇在体系中充当了助表面活性剂,促进了表面活性剂在超临界CO₂中形成聚集体,从而改善表面活性剂在超临界CO₂中的溶解^[22]。因此,在选择共溶剂中乙醇和乙二醇的混合比例时,只加入最少量的乙二醇,保证表面活性剂能够溶解于共溶剂中即可,此时表面活性剂在超临界CO₂中的溶解度最大。

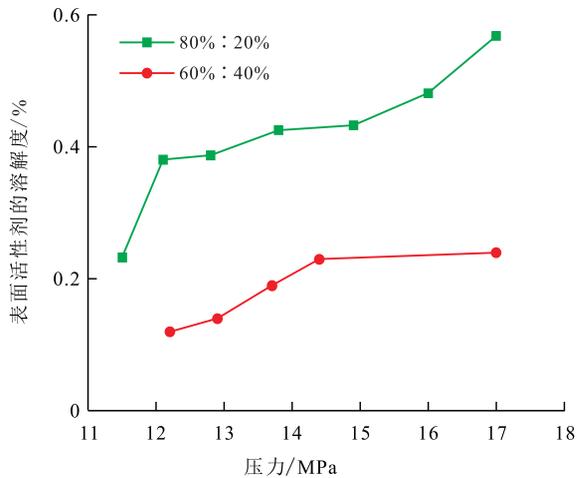


图7 40 °C时乙醇和乙二醇不同混合比例条件下N-NP-15c-H在超临界CO₂中的溶解度

Fig.7 Solubility of N-NP-15c-H in supercritical CO₂ at 40 °C with the addition of ethanol and ethylene glycol as co-solvents

极性较低的非离子型表面活性剂(N-NP-10c和N-P-12)比极性较高的阴离子型表面活性剂(N-NP-15c-H)在超临界CO₂中的溶解度更高,其中N-P-12在超临界CO₂中的溶解度最高。因此,选择非离子型表面活性剂N-P-12作为CO₂气溶性表面活性剂。

2.3 CO₂气溶性泡沫体系驱油实验

由CO₂气溶性泡沫体系驱油实验结果(图8)可见,阻力因子呈先增大后减小的趋势,表明在泡沫体系驱油过程中,有大量泡沫生成,产生的累积贾敏效应对体系流动起到了一定的流动控制作用。CO₂气溶性泡沫体系驱油采收率实验结果(图8)表明,最终采收率高达92.50%,可见该泡沫体系能够获得较高的采收率。

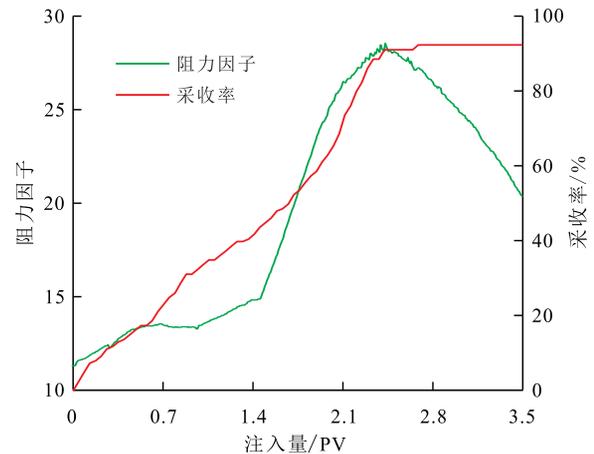


图8 CO₂气溶性泡沫体系驱油过程中阻力因子和采收率变化(120 °C,20 MPa)

Fig.8 Variation of resistance factor and oil recovery during CO₂ foam flooding with CO₂-soluble surfactant as foaming agent at 120 °C and 20 MPa

3 结论

对比表面活性剂产生CO₂泡沫的起泡体积和泡沫半衰期,结合表面活性剂在超临界CO₂中的溶解度测定结果,选择非离子型表面活性剂N-P-12作为CO₂气溶性表面活性剂。该表面活性剂在125 °C高温条件下可产生具有一定稳定性的CO₂泡沫,在醇类共溶剂作用下,在超临界CO₂中能够获得相对高的溶解度。CO₂气溶性泡沫体系驱油实验结果表明,高温高压条件下,该泡沫体系能够对CO₂产生良好的流度控制能力,还具有很高的提高采收率能力,最终采收率高达92.50%。

从普通表面活性剂中筛选得到具有良好泡沫性能的表面活性剂,然后通过添加共溶剂提高其在超临界CO₂中的溶解度,是一种筛选气溶性表面活性剂行之有效的方法。

参考文献:

- [1] HAMOUDA A A, CHUGHTAI S. Miscible CO₂ flooding for EOR in the presence of natural gas components in displacing and displaced fluids[J]. Energies, 2018, 11(2): 391.
- [2] 王福顺, 牟珍宝, 刘鹏程, 等. 超稠油油藏CO₂辅助开采用机理实验与数值模拟研究[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(6): 86-91.
WANG Fushun, MOU Zhenbao, LIU Pengcheng, et al. Experiment and numerical simulation on mechanism of CO₂ assisted mining in super heavy oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(6): 86-91.
- [3] 王雅春, 赵振铎. 压力对二氧化碳驱油效果影响的实验研究[J]. 特种油气藏, 2017, 24(4): 132-135.
WANG Yachun, ZHAO Zhenduo. Experimental research on the ef-

- fect of pressure on CO₂ oil displacement efficiency[J].Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(4): 132-135.
- [4] MATHEW E S, SHAIK A R, AL SUMAITI A, et al. Effect of oil presence on CO₂ foam based mobility control in high temperature high salinity carbonate reservoirs [J].Energy & Fuels, 2018, 32(3): 2 983-2 992.
- [5] 赵永攀, 赵习森, 李剑, 等. 特低渗透油藏 CO₂ 驱油室内实验与矿场应用[J].大庆石油地质与开发, 2018, 37(1): 128-133.
ZHAO Yongpan, ZHAO Xisen, LI Jian, et al. Indoor experiment and field application of CO₂ flooding in ultra-low permeability oil reservoirs [J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(1): 128-133.
- [6] XUE Z, PANTHI K, FEI Y, et al. CO₂-soluble ionic surfactants and CO₂ foams for high-temperature and high-salinity sandstone reservoirs [J].Energy & Fuels, 2015, 29(9): 5 750-5 760.
- [7] XING D, WEI B, TRICKETT K, et al. CO₂-soluble surfactants for improved mobility control [R].SPE 129907, 2010.
- [8] OTA M, HASHIMOTO Y, SATO M, et al. Solubility of flavone, 6-methoxyflavone and anthracene in supercritical CO₂ with/without a co-solvent of ethanol correlated by using a newly proposed entropy-based solubility parameter [J].Fluid Phase Equilibria, 2016, 425: 65-71.
- [9] SUN L, PU W, XIN J, et al. High temperature and oil tolerance of surfactant foam/polymer-surfactant foam [J].Rsc Advances, 2015, 5(30): 23 410-23 418.
- [10] EMADI A, JAMIOLAHMADY M, SOHRABI M, et al. Visualization of oil recovery by CO₂-foam injection; Effect of oil viscosity and gas type [R].SPE 152996, 2012.
- [11] 宋鹤, 章杨, 陈百炼, 等. 高温高矿化度 CO₂ 泡沫性能实验研究 [J].油田化学, 2013, 30(3): 380-383.
SONG He, ZHANG Yang, CHEN Bailian, et al. Experimental study on performance of CO₂ foam at high temperature and high salinity conditions [J].Oilfield Chemistry, 2013, 30(3): 380-383.
- [12] 刘德生, 陈小榆, 周承富. 温度对泡沫稳定性的影响 [J].钻井液与完井液, 2006, 23(4): 10-12.
LIU Desheng, CHEN Xiaoyu, ZHOU Chengfu. Effects of temperature on the stability of foam [J].Drilling Fluid & Completion Fluid, 2006, 23(4): 10-12.
- [13] WANG H, GUO W, ZHENG C, et al. Effect of temperature on foaming ability and foam stability of typical surfactants used for foaming agent [J].Journal of Surfactants and Detergents, 2017, 20(3): 615-622.
- [14] 章杨, 张亮, 陈百炼, 等. 高温高压 CO₂ 泡沫性能评价及实验方法研究 [J].高校化学工程学报, 2014, 28(3): 535-541.
ZHANG Yang, ZHANG Liang, CHEN Bailian, et al. Evaluation and experimental study on CO₂ foams at high pressure and temperature [J].Journal of Chemical Engineering of Chinese Universities, 2014, 28(3): 535-541.
- [15] ENICK R M, BECKMAN E J, JOHNSON J K. Synthesis and evaluation of CO₂ thickeners designed with molecular modeling [R]. Pittsburgh: United States Department of Energy's National Energy Technology Laboratory, 2010.
- [16] CONSANI K A, SMITH R D. Observations on the solubility of surfactants and related molecules in carbon dioxide at 50 °C [J].Journal of Supercritical Fluids, 1990, 3(2): 51-65.
- [17] LI J L, JIN J S, ZHANG Z T, et al. Measurement and correlation of solubility of benzamide in supercritical carbon dioxide with and without cosolvent [J].Fluid Phase Equilibria, 2011, 307(1): 11-15.
- [18] LIU J, HAN B, LI G, et al. Solubility of the non-ionic surfactant tetraethylene glycol n-laurel ether in supercritical CO₂ with n-pentanol [J].Fluid Phase Equilibria, 2001, 187(4): 247-254.
- [19] KOPCAK U, MOHAMED R S. Caffeine solubility in supercritical carbon dioxide/co-solvent mixtures [J].Journal of Supercritical Fluids, 2005, 34(2): 209-214.
- [20] 胡伟, 吕成远, 王锐, 等. 水驱油藏注 CO₂ 非混相驱油机理及剩余油分布特征 [J].油气地质与采收率, 2017, 24(5): 99-105.
HU Wei, LÜ Chengyuan, WANG Rui, et al. Mechanism of CO₂ immiscible flooding and distribution of remaining oil in water drive oil reservoir [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(5): 99-105.
- [21] 袁士义, 刘尚奇, 张义堂, 等. 热水添加氮气泡沫驱提高稠油采收率研究 [J].石油学报, 2004, 25(1): 57-61.
YUAN Shiyi, LIU Shangqi, ZHANG Yitang, et al. Enhancing heavy oil recovery with hot water flooding by adding nitrogen and surfactant [J].Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(1): 57-61.
- [22] LIU J, SHERVANI Z, RAVEENDRAN P, et al. Micellization of sodium bis(2-ethylhexyl) sulfosuccinate in supercritical CO₂ with fluorinated co-surfactant and its solubilization of hydrophilic species [J].Journal of Supercritical Fluids, 2005, 33(2): 121-130.