

引用格式:杨兆中,郑南鑫,朱静怡,等.纳米颗粒强化泡沫压裂液的构建及其稳泡机理研究[J].油气藏评价与开发,2023,13(2):260-268.
YANG Zhaozhong, ZHENG Nanxin, ZHU Jingyi, et al. Preparation of nanoparticle-stabilized foam fracturing fluid and its foam stabilization mechanism[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(2): 260-268.
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2023.02.016

纳米颗粒强化泡沫压裂液的构建及其稳泡机理研究

杨兆中¹,郑南鑫¹,朱静怡^{1,2},李小刚¹

(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)

摘要: SiO₂纳米颗粒(SNP)与表面活性剂的协同作用可为构建适用于恶劣地层条件下的泡沫压裂液提供一种新思路。实验评估了SiO₂纳米颗粒与5种表面活性剂协同稳泡能力,基于泡沫综合值筛选了最优泡沫体系。通过对优选出的泡沫压裂液体系进行携砂性、黏弹性、剪切性、稳定性评价,分析纳米颗粒对压裂液性能的改良。同时利用光学显微镜、环境扫描电子显微镜观察揭示SiO₂纳米颗粒稳泡机理。体系筛选实验表明:阳离子型表面活性剂TTAB与SiO₂纳米颗粒的协同作用最明显,泡沫综合值达15 288 mm·s,析液半衰期提升了145%。性能评价实验表明:SiO₂纳米颗粒能提高界面液膜的弹性模量,提高液膜对支撑剂的支撑能力,减小沉降速率,有利于泡沫将支撑剂带入更深的裂缝当中;SiO₂纳米颗粒还能提高液膜表面的粗糙度,强化泡沫压裂液的抗剪切能力;在体系中加入支撑剂会削弱泡沫的稳定性,陶粒的削弱作用强于石英砂,小粒径的削弱作用强于大粒径的削弱作用。机理研究实验表明:泡沫微观结构中观察到SNP在Plateau边界(3个气泡的交界区)聚集堵塞排液通道,这说明纳米颗粒能够阻止泡沫的粗化和排液,宏观稳定性上表现为气泡数量更多、尺寸更小、分布更均匀。

关键词: 泡沫压裂液; SiO₂纳米颗粒; 体系筛选; 泡沫性能评价; 稳泡机理

中图分类号: TE357

文献标识码: A

Preparation of nanoparticle-stabilized foam fracturing fluid and its foam stabilization mechanism

YANG Zhaozhong¹, ZHENG Nanxin¹, ZHU Jingyi^{1,2}, LI Xiaogang¹

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. College of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: The synergistic effect of SiO₂ nanoparticles (SNP) and surfactants can provide a new idea for the preparation of foam fracturing fluid suitable for harsh formation conditions. In order to prove it, the synergistic foam stabilization ability of SNP and five types of surfactants is evaluated, and the optimal foams system is selected based on the foams comprehensive value. The proppant carrying ability, rheology, and stability of the selected foam fracturing fluid system are evaluated, and the performance improvement of the fracturing fluid by SNP is analyzed. At the same time, the optical microscope observation and SEM experiment are used to reveal the foam stabilization mechanism of SNP. The system screening experiments show that the synergistic effect of TTAB and SNP is the most obvious. The comprehensive foam value reaches 15 288 mm·s, and the half-time of water drainage increases by 145%. The performance evaluation experiments show that SNP can improve the elastic modulus of the interfacial

收稿日期: 2021-11-23。

第一作者简介: 杨兆中(1969—),男,博士,教授,从事油气藏增产改造理论、技术和非常规天然气开发工作。地址:四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学,邮政编码:610500。E-mail: yzzycl@vip.sina.com

通信作者简介: 朱静怡(1991—),女,博士,助理研究员,从事非常规油气资源的增产改造技术工作。地址:四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学,邮政编码:610500。E-mail: zhujingyizoe@163.com

基金项目: 西南石油大学“启航计划”项目“耐温耐盐新型微生物多糖泡沫体系的构建及其压裂应用研究”(2021QH035)。

liquid film, improve the proppant supporting capacity of the liquid film, reduce the settling velocity of proppant which help foam fracturing fluid bring proppants into deeper fractures. SNP can also improve the surface roughness of liquid film and thus enhance the shear resistance of foam fracturing fluid. Adding proppants to the system can weaken the stability of foam. The weakening effect of ceramsite is stronger than that of quartz sand, and the weakening effect of high mesh size is stronger than that of low mesh size. The stabilization mechanism study is revealed by the SNP aggregation at Plateau is observed in the foam microstructure which can block the drainage channels. Moreover, SNP could prevent the coarsening and drainage of foam. By the macroscopic observation, SNP-stabilized bubbles are more stable in term of more bubble number, smaller bubble size and more uniform bubble size distribution.

Keywords: foam fracturing fluid; silica nanoparticle; system screening; foam properties evaluation; stabilization mechanism of foams

随着社会的发展,人们越来越重视对水资源的利用,少水压裂逐渐进入人们的视野^[1-2]。泡沫压裂液相比于传统水力压裂,对水的需求量更小,更加符合绿色发展的观念^[3],同时具有低滤失、强携砂、易返排、低伤害等特点^[4-5],对于低压、低渗、水敏性等储层的改造具有非常良好的效果^[6],但泡沫在热力学上是不稳定的^[7],会自发地衰变从而失去稳定性。随着纳米科技的进步,纳米颗粒因具有尺寸小、比表面积高^[8],化学性质稳定^[9-10]等特点而进入人们的视野,研究纳米颗粒协同表面活性剂的相互作用成为了热点。

SiO₂纳米颗粒(SNP)有着货源广、价格便宜、同地层配伍性强等优点^[11],因此,SNP被用于强化泡沫的实验当中。ZHU等^[12]将SNP运用于泡沫压裂液,研究了VES(黏弹性表面活性剂)和SNP的相互作用,结果表明:SNP和VES形成的蠕虫状胶束存在协同作用,表现为随时间的推移,泡沫数量多,平均直径小,呈球状等特点。PAL等^[13]进行了纳米颗粒协同N,N-双(十四烷基二甲基)-1,6-己二溴化铵(一种双子表面活性剂)的稳定泡沫实验,通过对泡沫流变性分析,表明纳米颗粒能够在气液界面上形成机械阻挡(静电斥力+空间位阻)从而提高泡沫的稳定性。ALYOUSEF等^[14]研究了纳米颗粒聚集对稳泡的影响,结果表明SNP的部分聚集有助于形成絮凝体,其能提供气泡之间的屏障和延迟泡沫的并聚来增强泡沫的稳定性。

以上研究表明,纳米颗粒在提高泡沫稳定性方面都有巨大的潜力。但目前纳米颗粒对泡沫压裂液性能的提升以及纳米颗粒的稳泡机理研究还不完善。通过泡沫综合值筛选表面活性剂和SiO₂纳米颗粒复配的最佳质量浓度体系,基于最佳体系,测试纳

米颗粒对泡沫压裂液的携砂性、黏弹性、剪切性、支撑剂存在下的稳定性的改良,并通过泡沫的尺寸和结构的变化来研究纳米颗粒协同表面活性剂的稳泡机理,为纳米颗粒强化泡沫压裂液的研发提供参考。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

研究共涉及5种表面活性剂(表1)、亲水型SiO₂纳米颗粒分散液(品牌为Sigma)、5种支撑剂、去离子水、Waring-Blender高速搅拌机、哈克MARS III旋转流变仪、光学显微镜、环境扫描电子显微镜、500 mL量筒、10 mL量筒、秒表、电子天平。

1.2 表面活性剂及纳米颗粒筛选

如图1所示,分别配制质量浓度为0.05%,0.1%,0.2%,0.4%,0.6%,0.8%,1%的表面活性剂基液2 mL于样品瓶中(每1种质量浓度配置5组)。向同种质量浓度的样品瓶中分别加入SNP,SNP的质量浓度分别为:0,0.2%,0.4%,0.6%,0.8%。

基于Waring-Blender法,搅拌速率设定为8 000 r/min,在搅拌1 min后开始计时。采用刻度尺

表1 制备泡沫体系的药品
Table 1 Materials for preparing the foam system

类型	名称	代号	品牌
阴离子	十二烷基肌氨酸钠	SLS	阿拉丁
阴离子	琥珀酸二辛酯磺酸钠	HPS	Sigma
非离子	脂肪醇聚氧乙烯醚	AEO	阿拉丁
阳离子	十八烷基三甲基溴化铵	ETAB	阿拉丁
阳离子	十四烷基三甲基溴化铵	TTAB	阿拉丁

记录起泡高度 h ,待泡沫析液体积至1 mL时,记录时间 $t_{1/2}$ 。通过公式(1)计算出泡沫综合值 $F^{[15]}$,利用泡沫综合值来筛选最优配方。

$$F=ht_{1/2} \quad (1)$$

式中: F 为泡沫综合值,指析液半衰期与起泡体积的乘积,表征泡沫的稳定性, $\text{mm}\cdot\text{s}$; h 为泡沫起泡高度,表征基液发泡性的强弱, mm ; $t_{1/2}$ 为析液半衰期,指液体析出的体积为起泡溶液体积的50%时所用的时间, s 。

1.3 纳米泡沫压裂液性能测试

基于所优选出的体系,分别对加入SNP前后的泡沫压裂液性能进行分析,对比分析SNP对泡沫压裂液性能的改善。

支撑剂存在下的稳定性测试:分别配置上述体系100 mL置于钢杯中,分别加入体积比为10%的支撑剂,静置后起泡,起泡后迅速转移至规格为500 mL的量筒中,记录析液半衰期。比较有无SNP加入情况下,支撑剂对析液半衰期的影响。

携砂性测试:在携砂性实验中,采用可视化动态携砂装置(图2),将泡沫基液与支撑剂混合后起泡,从左端注入平板,并从右端流出。其中,支撑剂选用的类型为20/40目陶粒,砂比为10%。

泡沫剪切性和黏弹性测试:采用哈克MARS III旋转流变仪测定加入和不加入SNP时泡沫的流变性,测试内容包括剪切稀释性测试和黏弹性测试。在剪

切稀释性测试中:剪切速率介于 $0.1 \sim 170.0 \text{ s}^{-1}$;黏弹性测试中:温度为 $25 \text{ }^\circ\text{C}$,扫描频率介于 $0.01 \sim 30.00 \text{ Hz}$ 。

1.4 纳米颗粒协同表面活性剂稳泡机理

泡沫数量分析:采用光学显微镜,观察并记录泡沫在30 min内,泡沫数量及尺寸的演化规律。

微观结构分析:将带有SNP的泡沫滴入铜板中,并将铜板送入真空腔,加入液氮冷冻,用环境扫描电子显微镜观察泡沫的微观结构。

2 实验结果与讨论

2.1 体系筛选

1) 阴离子型表面活性剂与SNP复配

由图3可知,随着表面活性剂的质量浓度增大,泡沫综合值增大;但随SNP的加入,泡沫综合值变化幅度较小,当SNP质量浓度为0.6%时,两者均达到最佳吸附状态,如果再增大SNP质量浓度,泡沫综合值增加幅度十分有限,甚至降低。其原因为:随着阴离子表面活性剂的质量浓度提高,表面活性剂在界面上的吸附量增大,当搅拌开始时,气液混合产生大量相界面,表面活性剂紧密吸附于新产生的界面上,提升稳定性,泡沫综合值提高;在加入少量SNP后,由于SNP带负电,阴离子型表面活性剂和它的作用力不强,SNP对泡沫综合值的提升不明显。但在部分表面活性剂质量浓度中,随着SNP质量浓度的增加泡沫综合值反而提高,因为高质量浓度的SNP携带的大量负电荷压缩了阴离子型表面活性剂的双电层,导致表面活性剂之间的排斥力减少,提高了其在界面上的吸附量,从而稳定性增强,在SNP质量浓度为0.6%时,恰好达到最佳吸附状态。

2) 非离子型表面活性剂与SNP复配

由图4得知,对比AEO质量浓度为0.2%(蓝色)、0.05%(黑色)、0.1%(红色)3条曲线,在加入SNP后,蓝色曲线低于红、黑2条曲线,说明AEO和SNP存在强烈的相互作用。其原因是亲水型的SNP表面存在大量的羟基,这些羟基能和AEO相互作用形成氢键,由于氢键的存在致使两者存在强烈的相互作用,从而影响泡沫的性能。在溶液中加入SNP后,AEO和SNP在氢键的作用下相互结合,AEO包裹于SNP表面形成单分子层吸附,达到最佳吸附状态,减小SNP的亲水性使之更易吸附于界面上从而起到



图1 起泡基液配制示意图

Fig. 1 Schematic diagram of foaming liquid preparation



图2 可视化动态携砂装置

Fig. 2 Visualized dynamic sand carrying device

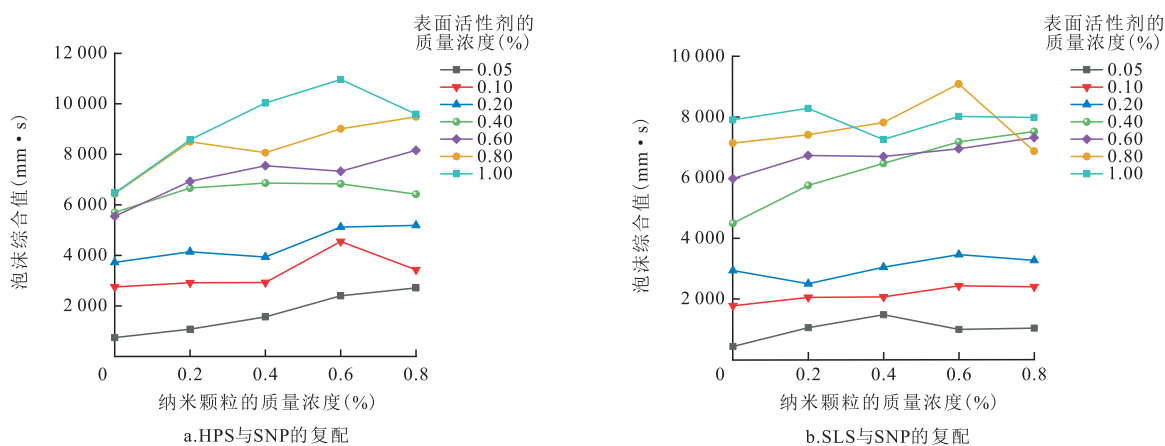


图3 HPS、SLS与SNP复配

Fig. 3 HPS and SLS combined with SNP respectively

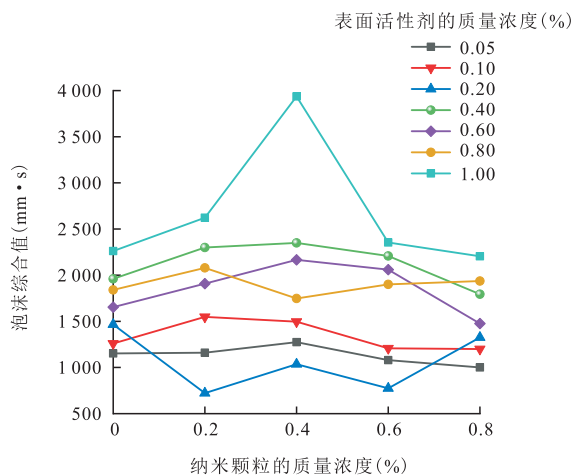


图4 AEO与SNP复配

Fig. 4 AEO combined with SNP

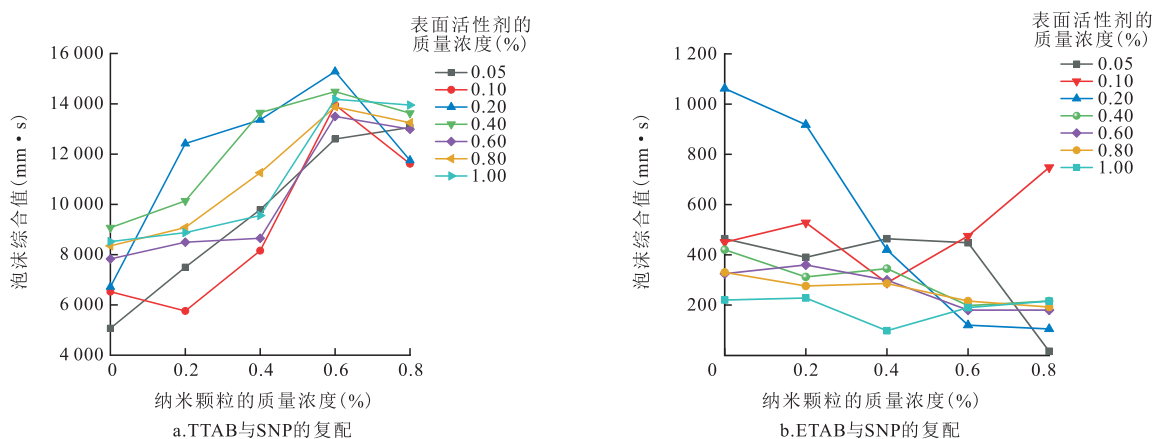


图5 TTAB、ETAB与SNP复配

Fig. 5 TTAB and ETAB combined with SNP respectively

稳泡作用;当溶液中SNP质量浓度相对较低时,最外层的疏水基会再次吸附溶液中的表面活性剂形成双分子层,从而恢复原颗粒的亲水性,稳泡性能降低。AEO在溶液内部自聚形成胶束以及在SNP表面的吸附同时发生,相互竞争^[16],因此,在不同AEO质量浓度下,最佳吸附质量浓度不同。在AEO质量浓度为1%,SNP质量浓度为0.4%的情况下,恰好AEO在SNP上的吸附占优势,达到最佳吸附状态,从而泡沫综合值大幅度提升,稳定性增强。

3) 阳离子型表面活性剂与SNP复配

如图5所示,TTAB与SNP复配实验中,随SNP质量浓度的增加,泡沫综合值增加,在0.6%时到达最大值,进一步加入SNP后泡沫综合值反而下降。通过泡沫综合值比较得到最优复配比为0.2%TTAB+0.6%SiO₂,

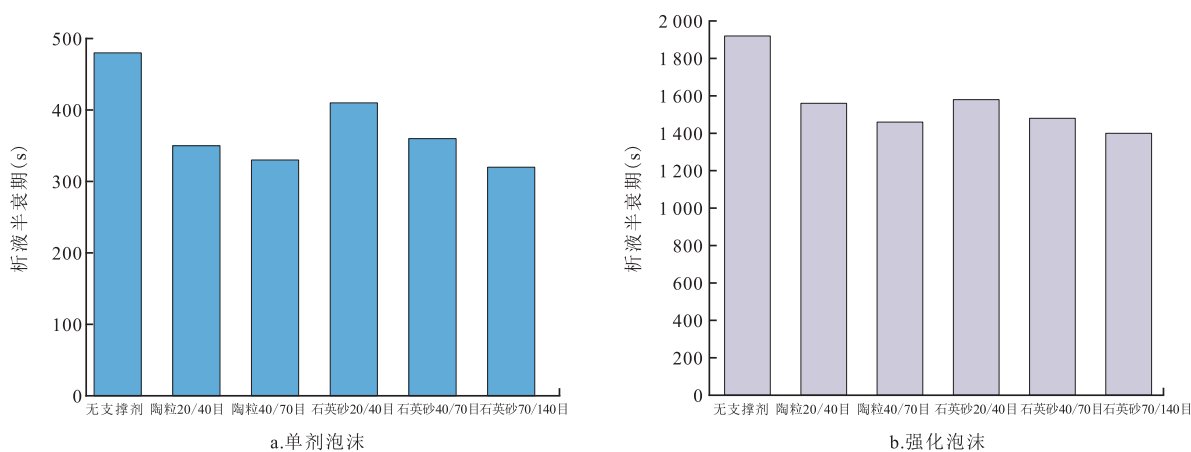


图6 泡沫中加入支撑剂后析液半衰期的变化情况
Fig. 6 Changes in half-time after proppant added to foam

泡沫综合值为 $15\ 288\ \text{mm}\cdot\text{s}$,析液半衰期为 $588\ \text{s}$ 。对于 ETAB,随 SNP 的增加,综合值波动较大,出现随 SNP 质量浓度增加而减小的情况,表明在该体系中 SNP 对泡沫的生成有抑制作用。

综上所述,SNP 与表面活性剂复配后,泡沫综合值变化较大,效果明显。其中 0.2% 的 TTAB 与 SNP 复配之后,泡沫稳定性提升最强,泡沫综合值达到 $15\ 288\ \text{mm}\cdot\text{s}$,析液半衰期提升了 145% ,表明该体系中 SNP 与 TTAB 的协同稳泡效果非常明显,基于泡沫综合值筛选出 0.2% TTAB+ 0.6% SiO_2 所得泡沫稳定性最好。后续实验也均围绕此质量浓度展开分析,单剂泡沫代表仅含 TTAB,强化泡沫代表加入了 SNP 的复配体系。

2.2 支撑剂存在下的稳定性测试

配置上文筛选出的体系 $100\ \text{mL}$ 置于钢杯中,分别加入 10% 支撑剂,静置 $10\ \text{min}$ 后采用 Waring-Blender 法起泡,起泡后迅速转移至规格为 $500\ \text{mL}$ 的量筒中,用秒表开始计时,当析出液的体积达到 $50\ \text{mL}$ 时,停止计时,此时的时间即为析液半衰期。其中,支撑剂类型包括:陶粒 $20/40$ 目、陶粒 $40/70$ 目、石英砂 $20/40$ 目、石英砂 $40/70$ 目、石英砂 $70/140$ 目。

如图 6 所示,支撑剂对析液半衰期有不利影响,加入支撑剂后,析液半衰期下降,其原因是:悬浮在泡沫中的支撑剂表面一部分变成了排水通道,原来曲折的排水通道变成半圆形(图 7),排水路程变短,导致析液半衰期下降;同理粒径越小相同体积下数

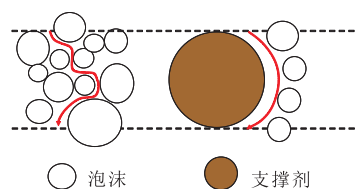


图7 支撑剂对排水通道的改造
Fig. 7 Reformation of proppant to drainage channel

量越多,对排水通道的改造能力越强,即在相同砂比情况下,支撑剂粒径越小,对析液半衰期削弱作用越强。

不同种类的支撑剂对析液半衰期影响不同,在加入相同目数的陶粒和石英砂条件下,石英砂对析液半衰期的影响更小。原因是石英砂表面存在大量的硅羟基^[17],在水相条件下,硅羟基能与水中的羟基形成氢键,导致吸附在石英砂表面的水分子更加牢固,锁水能力更强,一部分液体在石英表面形成牢固的水膜,导致排水总量减少,使析液半衰期下降幅度减弱。

2.3 携砂性测试

携砂性是表征泡沫携带支撑剂能力的重要参数^[18]。携砂性能的好坏能直接影响支撑剂在裂缝中的运移距离以及支撑剂在缝中的铺展情况。只有具有良好携砂性能的泡沫才能准确地将支撑剂送入设计位置,形成有效支撑,提高压裂增产效果^[19-21]。

泡沫注入过程中,支撑剂在平板中的分布情况如图8所示。由图8可知,单剂泡沫在携带支撑剂过程中,支撑剂在模拟裂缝平板前半段下沉较为严重,仅有少部分支撑剂到达了出液口段;强化泡沫在注入过程中支撑剂在平板中分布均匀。

体系中加 SNP 后,注入过程支撑剂输送趋于均匀,下沉情况得到明显改善。说明由于 SNP 的加入,泡沫携带支撑剂的能力增强,在流动过程中出现的均匀性也表明强化泡沫能将支撑剂携带的更远,更有利于裂缝深部铺砂。

图9表示注入结束后支撑剂在平板中的分布,单剂泡沫中支撑剂主要沉积于注液口段;强化泡沫中的支撑剂主要沉积在出液口段。

对比图9a和图9b,支撑剂在平板中的分布趋于两极,也能说明 SNP 的加入,泡沫的携砂性能得到了提高,能将支撑剂带入更深的裂缝中,形成有效支撑,提高压裂效果。这是因为加入 SNP 能够提高泡

沫压裂液的刚性,使泡沫能够抵抗支撑剂的挤压作用,从而减缓支撑剂的沉降。

2.4 剪切性测试

将以上2种体系起泡后,测定表观黏度随剪切速率的变化关系,实验结果如图10所示。

实验结果表明:无论是否加入 SNP,泡沫体系都呈现出明显的剪切稀释性,即泡沫的表观黏度随剪切速率的增大而减小;加入 SNP 后,在低剪切速率下泡沫的表观黏度比单剂泡沫大得多,但在高剪切速率下二者的表观黏度接近。在加入 SNP 后,SNP 能够吸附于气液界面上,交织在泡沫流体中形成一种“壳状”结构,微观上提高了界面的粗糙性,能有效阻碍液滴及小气泡在边界上的流动;宏观上表现为黏度增加,泡沫的排液变得困难,削弱因重力作用而导致液膜变薄,从而提高泡沫稳定性。

2.5 黏弹性测试

泡沫黏弹性测试如图11所示,测定 G' (弹性模量)和 G'' (损耗模量)随频率的变化。

在仅加入 TTAB 的情况下,低频中,弹性模量大于损耗模量,表明此时泡沫以弹性为主;但随着频率增大,损耗模量大于弹性模量,此时泡沫表现为黏性。在加入 SNP 后,泡沫的弹性得到了大幅度的提升,在较高频率下,泡沫的弹性性质更为凸显。

对比加入 SNP 前后发现,加入 SNP 后泡沫的弹性模量明显增大,这表明 SNP 的加入主要对体系的弹性模量产生影响。当在体系中加入 SNP 后,在静电作用、范德华力等的作用下,SNP 与 TTAB 产生协

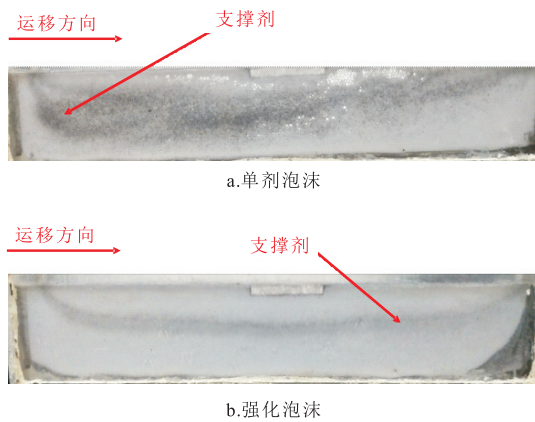


图8 注入过程中支撑剂在平板中的分布
Fig. 8 Proppant distribution in plate during injection

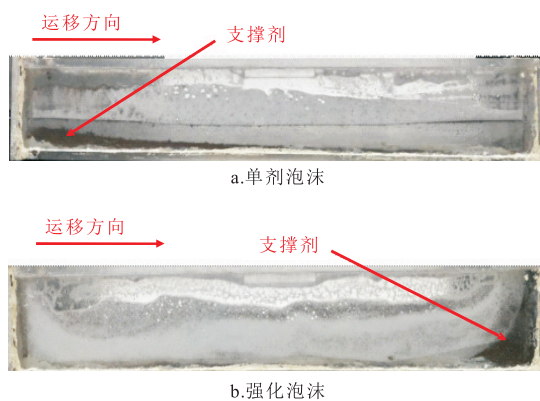


图9 注入结束后支撑剂在平板中分布
Fig. 9 Proppant distribution in plate after injection

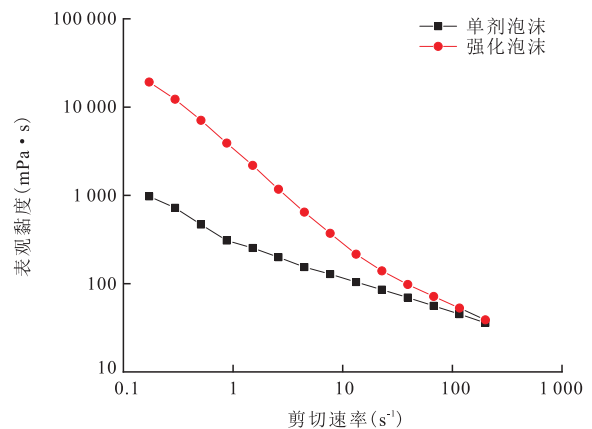


图10 泡沫表观黏度测定
Fig. 10 Apparent viscosity testing of foams

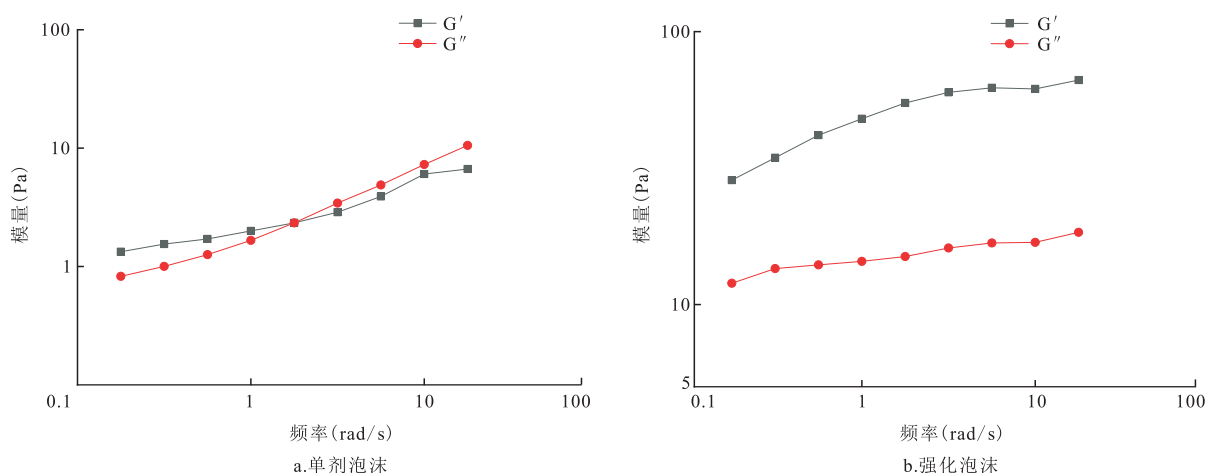


图11 泡沫黏弹性测试

Fig. 11 Viscoelastic testing of foams

同作用^[22]。其原因是:当TTAB与SNP结合后,能够增强SNP疏水性,从而使SNP更容易吸附在泡沫气液表面,复合界面膜。当泡沫中不含SNP时,在气液界面上仅是表面活性剂分子,基于脱附能理论^[23-24],表面活性剂的脱附能仅有几十 kT (k 为玻尔兹曼常数, $k=1.380\times 10^{-23}$ J/K; T 为绝对温度,开尔文),形成的膜强度低。当有纳米颗粒存在时,表面活性剂分子更加倾向于吸附在纳米颗粒表面,同时纳米颗粒的脱附能远远大于表面活性剂分子的脱附能,使得纳米颗粒不能轻易在界面上脱附,导致纳米颗粒和表面活性剂在界面上的吸附越来越紧密,从而形成强度更大的复合膜结构。对比图11a和11b可知,随着SNP的加入,泡沫体系的弹性模量增加。弹性模量表征了界面膜抵抗形变的能力,弹性模量越大,表明抵抗外界干扰形变的能力越强,越利于提高泡沫的稳定性。

此外,加入SNP后泡沫的弹性模量增加,增强了泡沫抵抗外界干扰的能力,削弱了支撑剂在泡沫中的沉降,提高了泡沫携带支撑剂的能力,验证了携砂性被强化的原因。

2.6 纳米颗粒协同表面活性剂稳泡机理

2.6.1 泡沫微观尺寸分析

利用光学显微镜,观察泡沫压裂液微观结构随时间的演化(放大40倍),揭示纳米颗粒的稳泡机理。

如图12所示,泡沫形成后,泡沫大小不可能绝对相同,存在一定的不均匀性,随着时间的推移不均匀

性会越来越明显,根据拉普拉斯方程,大小气泡之间的压力不同,由于压差的存在小气泡中的气体会通过液膜自发地向大气泡中扩散,从而发生衰变,宏观表现为泡沫数量减少、尺寸增大、稳定性降低。

图13是在显微镜下强化泡沫数量级尺寸随时间的变化情况,同单剂泡沫类似,总体上随着时间的推移,强化泡沫中的大气泡越来越大,但仅在0~10 min较为明显。在10 min之后,大泡沫的尺寸变化幅度变小,20~30 min泡沫尺寸及数量相对稳定。

对比单剂和强化2种泡沫的结果可知,在体系中加入SNP后,泡沫的粗化现象得到了明显的抑制,特别是在10 min之后,强化体系中大气泡的尺寸变化率很小,泡沫的稳定性得到了明显的提升,这要归因

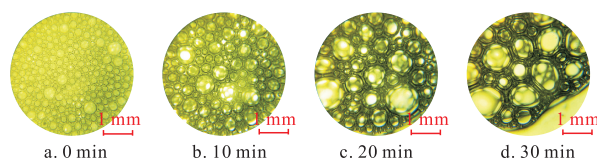


图12 单剂泡沫数量及尺寸随时间的变化

Fig. 12 Microscopic evolution states of the foams with time (Single foams)

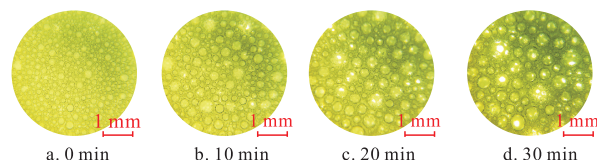


图13 强化泡沫数量及尺寸随时间的变化

Fig. 13 Microscopic evolution states of the foams with time (Strengthened foams)

于SNP在气泡表面和液相中的分布。当TTAB与SNP混合后,由于强烈的静电吸引,导致TTAB带电基团作用于SNP表面,从而使亲水的SNP变为部分疏水,强烈的吸附于气液表面。基于脱附能理论^[23-24],当SNP吸附在气液界面上后很难发生脱附,因此,泡沫的稳定性得到大幅度提升。同时,吸附在界面上的SNP减少了气液两相的接触面积,减缓了气相透过液膜的速率,使泡沫的粗化得到抑制。

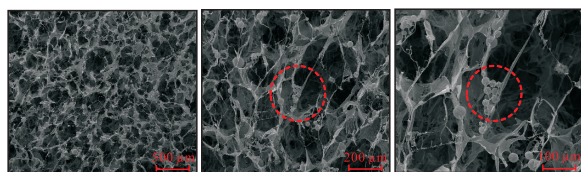
2.6.2 泡沫微观结构分析

通过FEI Quanta 450 环境扫描电子显微镜观察冷冻后SNP强化泡沫的微观结构,分析SNP的作用机理。

在图14a中,能看出强化泡沫的结构非常均匀,泡沫数量多,大小分布均匀,图14b、图14c均为图14a的局部放大图,图中有相当一部分圆形颗粒堆积在Plateau边界。出现这种现象的原因是:强化体系中含SNP,SNP和TTAB因静电作用而相互结合,导致SNP变为部分疏水状态,从而能吸附于界面上。同时,由于阳离子对SNP的扰动作用导致SNP部分聚集,聚集之后再次吸附表面活性剂形成更大的颗粒集团,因此,在微米尺寸仍能够看到圆形颗粒。图14c中能够明显观察到圆形颗粒在交界处聚集,这也是SNP能够稳定泡沫的原因,随着时间的推移在重力的作用下泡沫逐渐排液,与此同时,溶液中的SNP也跟随液相流动,当到达Plateau边界时,由于排液通道小,SNP发生堆积形成图14c结构,当堆积到一定程度时便堵塞住了排液通道^[21],从而延长析液半衰期,提高泡沫的稳定性(图15)。

3 结论

实验筛选了不同质量浓度、不同类型的表面活



a.200倍下的微观结构 b.400倍下的微观结构 c.800倍下的微观结构

图14 强化泡沫在200倍、400倍、800倍下的微观结构

Fig. 14 Microstructure of foams at the lenses of 200 × , 400 × and 800 ×

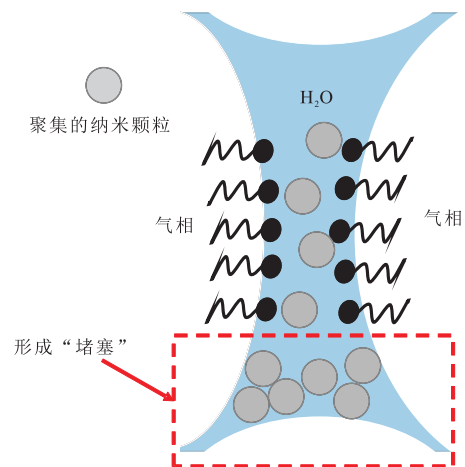


图15 SNP团聚并形成“堵塞”

Fig. 15 Nanoparticles clump together and jam the channel

性剂和SiO₂纳米颗粒协同作用行为。结果表明质量浓度为0.2%的TTAB和0.6%SiO₂纳米颗粒协同作用最强,泡沫的稳定性最好。将该体系作为泡沫压裂液进行工程评价,结果表明:SNP可以增强泡沫的携砂能力,能将支撑剂带入更深的裂缝中,增强裂缝的导流能力,提高压裂效果;同时在泡沫压裂液中加入支撑剂会缩短泡沫排液路程,从而缩短析液半衰期、降低稳定性。泡沫剪切性和黏弹性分析结果表明:SNP与TTAB产生了强烈的协同作用,作用于气液界面液膜,形成刚性骨架,极大地增强了液膜抵抗外界扰动和变形能力。泡沫微观尺寸和结构分析研究表明:纳米颗粒能够削弱泡沫粗化,使泡沫数量更多、尺寸更小、更均匀;同时纳米颗粒能够在Plateau边界上富集,堵塞泡沫排液通道,延长析液半衰期,提高泡沫稳定性。

纳米颗粒的加入强化了泡沫压裂液的性能,有助于突破泡沫压裂液的应用局限,提高泡沫压裂液在非常规油气中的适用性。同时强化泡沫压裂体系属于少水压裂体系,其在非常规油气开发中的广泛应用对水资源及生态环境保护也具有极为重要的意义。

参考文献

- [1] 罗成. CO₂准干法压裂技术研究及应用[J]. 石油与天然气化工, 2021, 50(2): 83-87.
LUO Cheng. Research and application of quasi-dry CO₂ fracturing technology [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2021, 50(2): 83-87.
- [2] 蒋廷学, 左罗, 黄静. 少水压裂技术及展望[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(5): 1-8.

- JIANG Tingxue, ZUO Luo, HUANG Jing. Development trends and prospects of less-water hydraulic fracturing technology[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2020, 48(5): 1-8.
- [3] 徐凤银,王勃,赵欣,等.“双碳”目标下推进中国煤层气业务高质量发展的思考与建议[J]. *中国石油勘探*, 2021, 26(3): 9-18.
- XU Fengyin, WANG Bo, ZHAO Xin, et al. Thoughts and suggestions on promoting high quality development of China's CBM business under the goal of "double carbon" [J]. *China Petroleum Exploration*, 2021, 26(3): 9-18.
- [4] 杜燕,刘超,高潮,等.鄂尔多斯盆地延长探区陆相页岩气勘探开发进展挑战与展望[J]. *中国石油勘探*, 2020, 25(2): 33-42.
- DU Yan, LIU Chao, GAO Chao, et al. Progress, challenges and prospects of the continental shale gas exploration and development in the Yanchang exploration area of the Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(2): 33-42.
- [5] REIDENBACH V G, HARRIS P C, LEE Y N, et al. Rheological study of foam fracturing fluids using nitrogen and carbon dioxide[J]. *SPE Production Engineering*, 1986, 1(1): 31-41.
- [6] 杨兆中,朱静怡,李小刚,等.纳米颗粒稳定泡沫在油气开采中的研究进展[J]. *化工进展*, 2017, 36(5): 1675-1681.
- YANG Zhaozhong, ZHU Jingyi, LI Xiaogang, et al. Research progresses on nanoparticle-stabilized foams in oil and gas production[J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2017, 36(5): 1675-1681.
- [7] 刘子铭,葛际江,李嘉苏,等.长短碳链甜菜碱型起泡剂的协同增效作用研究[J]. *石油与天然气化工*, 2022, 51(5): 92-98.
- LIU Ziming, GE Jijiang, LI Jiasu, et al. Synergistic effect of long and short carbon chain betaine type foaming agent[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2022, 51(5): 92-98.
- [8] NGUYEN P, FADAEI H, SINTON D. Pore-scale assessment of nanoparticle-stabilized CO₂ foam for enhanced oil recovery[J]. *Energy & Fuels*, 2014, 28(10): 6221-6227.
- [9] PENG B L, TANG J T, LUO J H, et al. Applications of nanotechnology in oil and gas industry: Progress and perspective [J]. *The Canadian journal of chemical engineering*, 2018, 96(1): 91-100.
- [10] 张小芹,陈岳飞,周雄,等.碳纳米颗粒掺杂过渡金属磷化物的制备及其析氢性能研究[J]. *石油与天然气化工*, 2022, 51(5): 51-59.
- ZHANG Xiaoqin, CHEN Yuefei, ZHOU Xiong, et al. Preparation and hydrogen evolution performance of carbon nanoparticles-doped transition metal phosphides[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2022, 51(5): 51-59.
- [11] MAGHZI A, MOHEBBI A, KHARRAT R, et al. An experimental investigation of silica nanoparticles effect on the rheological behavior of polyacrylamide solution to enhance heavy oil recovery[J]. *Petroleum Science and Technology*, 2013, 31(5): 500-508.
- [12] ZHU J Y, YANG Z Z, LI X G, et al. Experimental study on the microscopic characteristics of foams stabilized by viscoelastic surfactant and nanoparticles[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2019, 572: 88-96.
- [13] PAL N, VERMA A, OJHA K, et al. Nanoparticle-modified gemini-surfactant foams as efficient displacing fluids for enhanced oil recovery[J]. *Journal of Molecular Liquids*, 2020, 310: 113193.
- [14] ALYOUSEF Z A, ALMOBARKY M A, SCHECHTER D S. The effect of nanoparticle aggregation on surfactant foam stability[J]. *Journal of Colloid and Interface science*, 2018, 511: 365-373.
- [15] 杨滢. 高温高盐底水油藏氮气泡沫体系控水及机理研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2018.
- YANG Ying. Research water control and mechanism of nitrogen foam system in high temperature and high salinity bottom water reservoir[D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2018.
- [16] CHU K C, HU S W, TSAO H K, et al. Strong competition between adsorption and aggregation of surfactant in nanoscale systems[J]. *Journal of Colloid and Interface science*, 2019, 553: 674-681.
- [17] LIU P S, NIU L Y, TAO X H, et al. Preparation of superhydrophobic-oleophilic quartz sand filter and its application in oil-water separation[J]. *Applied Surface Science*, 2018, 447: 656-663.
- [18] 吴雪鹏.CO₂响应清洁压裂液体系的构筑及循环利用机理研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2018.
- WU Xuepeng. Study on the construction and recycling mechanism of CO₂ response clean fracturing fluid system[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2018.
- [19] 彭欢,桑宇,杨建,等.泡沫压裂液携砂性能评价方法研究进展及展望[J]. *钻采工艺*, 2016, 39(3): 87-90.
- PENG Huan, SANG Yu, YANG Jian, et al. research progress and prospect of sand carrying performance evaluation methods of foam fracturing fluid[J]. *Drilling & Production Technology*, 2016, 39(3): 87-90.
- [20] ZHU J Y, YANG Z Z, LI X G, et al. Settling behavior of the proppants in viscoelastic foams on the bubble scale[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 181: 106216.
- [21] FEI Y, JOHNSON JR R L, GONZALEZ M, et al. Experimental and numerical investigation into nano-stabilized foams in low permeability reservoir hydraulic fracturing applications[J]. *Fuel*, 2018, 213: 133-143.
- [22] BINKS B P, KIRKLAND M, RODRIGUES J A. Origin of stabilization of aqueous foams in nanoparticle-surfactant mixtures[J]. *Soft Matter*, 2008, 4(12): 2373-2382.
- [23] 李兆敏,王鹏,李松岩,等.纳米颗粒提高二氧化碳泡沫稳定性的研究进展[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2014, 36(4): 155-161.
- LI Zhaomin, WANG Peng, LI Songyan, et al. Advances of researches on improving the stability of CO₂ foams by nanoparticles[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2014, 36(4): 155-161.
- [24] BINKS B P, LUMSDON S O. Influence of particle wettability on the type and stability of surfactant-free emulsions[J]. *Langmuir*, 2000, 16(23): 8622-8631.