

引用格式:宋传真,鲁新便,侯吉瑞,等.塔河油田缝洞型油藏耐高温耐高盐强化泡沫体系研制与性能评价[J].油气地质与采收率,2023,30(5):76-83.

SONG Chuanzhen, LU Xinbian, HOU Jirui, et al. Preparation and performance evaluation of reinforced foam system with high temperature resistance and high salt tolerance in fracture-cavity reservoirs in Tahe Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(5): 76-83.

塔河油田缝洞型油藏耐高温耐高盐强化泡沫体系研制与性能评价

宋传真¹, 鲁新便², 侯吉瑞³, 马翠玉¹, 屈鸣³, 谭涛², 郭臣²

(1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石化西北油田分公司, 新疆 乌鲁木齐 830011; 3. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249)

摘要:塔河油田缝洞型油藏实施氮气驱后面临单向受效、气窜等突出问题。为有效控制气窜及扩大波及体积,研制了新型耐高温耐高盐强化泡沫体系——双重交联高分子凝胶泡沫体系,并在塔河油田东部老区开展了强化泡沫复合氮气驱试验。室内实验和矿场试验表明:新型强化泡沫体系采用0.3%阴-非/阴离子复合型协同增效起泡体系和0.7%高分子凝胶稳泡体系合成,凝胶大分子团聚体在泡沫液膜上发生二次交联,形成双重交联高分子凝胶泡沫体系。该强化泡沫体系能在温度为140℃、矿化度为240 g/L、含油饱和度为50%的条件下强稳定,满足了塔河油田缝洞型油藏地质条件的需求。矿场实施强化泡沫复合氮气驱试验10井次,其中9井次有效控制了气窜并扩大了波及体积,增产效果显著,从而证实强化泡沫复合氮气驱技术是一项可行的适用于缝洞型油藏的提高采收率技术。

关键词:缝洞型油藏;起泡剂;协同增效;双重交联高分子凝胶泡沫;性能评价

文章编号:1009-9603(2023)05-00076-08

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202209053

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Preparation and performance evaluation of reinforced foam system with high temperature resistance and high salt tolerance in fracture-cavity reservoirs in Tahe Oilfield

SONG Chuanzhen¹, LU Xinbian², HOU Jirui³, MA Cuiyu¹, QU Ming³, TAN Tao², GUO Chen²

(1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing City, 100083, China; 2. Northwest Oilfield Company, SINOPEC, Urumqi, Xinjiang, 830011, China; 3. Unconventional Petroleum Research Institute, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China)

Abstract: The fracture-cavity reservoirs in Tahe Oilfield are faced with prominent problems, such as unidirectional effects and gas channeling after nitrogen flooding. In order to effectively control gas channeling and expand the swept volume, a new reinforced foam system with high temperature resistance and high salt tolerance, namely a dual-crosslinked high polymer gel foam system is developed. In addition, reinforced foam with nitrogen flooding flooding tests are carried out in the eastern old area of Tahe Oilfield. Laboratory experiments and field tests show that the new reinforced foam system is synthesized by 0.3% mass concentration of anionic-nonionic/anionic composite synergistic foaming system and 0.7% mass concentration of polymer gel foam-stabilizing system. The aggregations of gel macromolecules undergo a secondary cross-linking on the liquid film of the foam, forming a dual-cross-linked high polymer gel foam system. The reinforced foam system can be strongly stable under the reservoir conditions with a temperature of 140 °C, a salinity of 240 g/L, and an oil saturation of 50%. It is suitable for the geological conditions of fracture-cavity reservoirs in Tahe Oilfield. The reinforced foam test with nitrogen flooding is carried out in 10 wells in Tahe Oilfield. Specifically, gas channeling is effectively controlled, and the swept volume is expanded in nine wells, with the production increasing significant-

收稿日期:2022-09-25。

作者简介:宋传真(1974—),女,山东邹城人,高级工程师,硕士,从事油气田开发工作。E-mail:songfax.syky@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“缝洞型油藏注气提高采收率技术”(2016ZX05014-004),中国石化科技攻关项目“缝洞型油藏氮气泡沫驱提高采收率技术研究”(P19026-2)。

ly. Therefore, it is proved that the reinforced foam with nitrogen flooding technology is a feasible way to enhance oil recovery of fracture cavity reservoirs.

Key words: fracture-cavity reservoir; foaming agent; synergetic effects; dual-crosslinked high polymer gel foam system; performance evaluation

泡沫复合驱替技术既能提高波及效率,又可提高驱油效率,早在19世纪80年代已在国外油田开发中试验并推广^[1-2],该技术常用于油田开发中后期,针对非均质性较强的高含水油藏具有较好的驱油效果。塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏不同于陆相碎屑岩油藏,其储集体以大洞、大缝为主,大型溶洞高达数十米,裂缝以中-大尺度高角度裂缝发育为主^[3]。注气开发过程中,因注入气体密度低、黏度低,在重力超覆作用下,其在注入井和采出井之间易沿高渗透通道快速窜进,造成采出井过早发生气窜,导致氮气驱以单向受效为主且有效期短,提高采收率效果欠佳。刘中春等通过物理模拟实验发现在缝洞结构中注入氮气泡沫能辅助提高氮气驱采收率^[4-5],明确了氮气泡沫在缝洞型油藏应用的可行性,为塔河油田缝洞型油藏进一步提高采收率指明了方向。为此,笔者针对塔河油田缝洞型油藏高温(>120℃)、高盐(矿化度>200 g/L)、无剪切的地质条件,在其他学者研究高温高盐泡沫的基础上^[6-7],研制了耐高温、耐高盐、强稳定的新型强化泡沫体系——双重交联高分子凝胶泡沫体系,并在多个井组开展了矿场试验,初步形成适合缝洞型油藏的强化泡沫复合氮气驱技术,为塔河油田缝洞型油藏进一步提高采收率提供了理论和技术支持。

1 缝洞型油藏地质条件

塔河油田缝洞型油藏地质条件^[3]不同于常规砂岩油藏,制约注泡沫提高采收率技术的研发和应用主要体现在3个方面:①油藏埋藏超深,平均埋深超过5 400 m,地层温度大于120℃,原始地层压力高达60 MPa,属于超深、高温、高压油藏。高温条件会降低泡沫液膜的强度和黏度,加速泡沫排液,从而降低泡沫的稳定性。而高压条件对泡沫起到一定的稳定作用,在泡沫质量一定时,压力越大,泡沫越小,液膜面积越大,泡沫就越稳定。②油藏地层水矿化度高,总矿化度为100~289 g/L,平均为202 g/L,地层水型为CaCl₂型。因高矿化度水的无机离子浓度高,加强了对泡沫液膜双电层的压缩,液膜变薄速度加快,泡沫性能下降。因此,耐高盐性能是缝洞型油藏泡沫体系研制的一大难题。③油藏经过多期构造运动与溶蚀改造,储集体极其复杂,包括溶洞、溶蚀孔洞、裂缝等。溶洞有的高达数十米,溶蚀孔洞直径在几

百微米至100 mm,裂缝以高角度构造缝发育为主,尺度差异较大。常规砂岩油藏泡沫驱油是依靠泡沫在多孔介质中的破灭、再生,通过改善流度和选择性封堵实现延缓气窜和扩大波及体积的效果。而缝洞型油藏由于有效缝洞储集体尺度较大,不具备很好的泡沫再生条件,故泡沫体系稳定性直接决定了泡沫驱的作用有效期。

综上所述,塔河油田缝洞型油藏具有高温高盐的地质条件,泡沫体系必须突破目前常规泡沫体系的耐温、耐盐和稳定性的界限^[8-9]。而研制耐高温、耐高盐、强稳定的新型强化泡沫体系,才能适应缝洞型油藏泡沫辅助氮气驱和泡沫驱的需求。

2 新型强化泡沫体系研制及性能

泡沫是一种非常不稳定的物质,起泡体系和稳泡体系的性能决定泡沫体系的稳定性及调驱效果^[10]。王增林等为了增强泡沫的稳定性,在常规泡沫体系中加入定量的聚合物,发明了强化泡沫体系^[11-16],但这些强化泡沫体系在高温高盐条件下的稳定性仍欠佳,不适合塔河油田缝洞型油藏的地质条件。针对塔河油田缝洞型油藏高温高盐的特点,优选起泡剂和稳泡剂,制备了强稳定的新型强化泡沫体系。

2.1 阴-非/阴离子型协同增效起泡体系配制

2.1.1 起泡剂筛选

选取7种阴-非离子型^[17-19](SS-32, SS-49, SS-56, SS-137, SS-163, SS-251, SS-372)表面活性剂和6种阴离子型^[20](AOS, SDS, AS-17, AS-18, AS-272, AS-897)表面活性剂,取200 mL去离子水、矿化度为50~250 g/L的盐水分别配制起泡剂溶液。利用Waring Blender方法测定起泡体积和析液半衰期,评价各种表面活性剂的起泡性能,并提出用泡沫综合发泡能力评价泡沫的综合性能。将每种矿化度条件下性能评价实验重复3次测得的起泡体积和析液半衰期取平均值,再计算泡沫综合发泡能力,其表达式为:

$$F_q = \frac{3}{4} V_0 t_{1/2} \quad (1)$$

使用去离子水配制起泡剂溶液时,阴-非离子型表面活性剂在起泡能力上低于阴离子型表面活性剂,但在泡沫稳定性方面阴-非离子型表面活性剂普

遍比阴离子型表面活性剂(AOS和SDS除外)更优(图1)。阴-非离子型表面活性剂中SS-163的性能最佳,其主要成分是聚醚磺酸盐,分子内同时拥有2种性质完全不同的官能团(阴离子型官能团和非离子型官能团),使其既具有阴离子型表面活性剂的耐温性(表1),又具有非离子型表面活性剂的耐盐性,经过120℃密封老化7d后,SS-163起泡体积为1.2L,析液半衰期为375s。阴离子型表面活性剂中AOS和SDS的性能明显优于其他表面活性剂,同样经过120℃密封老化7d后,起泡体积分别为1.83和1.8L,析液半衰期分别为905和595s。AOS和SDS作为油田现场广泛应用的2种阴离子型起泡剂,起泡能力和稳定性表现突出,但耐盐性能难以满足塔河油田缝洞型油藏地层水矿化度条件(>200 g/L)(表2)。一种表面活性剂的分子结构单一,而多种类型的表面活性剂复配能使溶液中含有多种分子结构,可发挥协同增效作用^[21],极大程度地提升起泡能力和泡沫的稳定性。因此,优选出阴-非离子型表面活性剂SS-163、阴离子型表面活性剂AOS和SDS等3种单剂进行复配以提升起泡体系的耐温和耐盐能力。

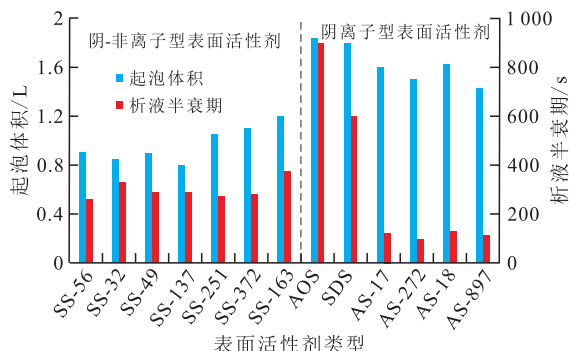


图1 不同表面活性剂用去离子水配液后的起泡体积及析液半衰期

Fig.1 Foam volume and drainage half time of different surfactants with deionized water

表1 不同温度条件下不同表面活性剂综合发泡能力
Table1 Comprehensive foaming ability of different surfactants at different temperatures

温度/℃	不同表面活性剂综合发泡能力/(L·s ⁻¹)		
	AOS	SDS	SS-163
30	1 300	900	325
50	1 400	865	320
70	1 350	872	355
90	1 260	880	320
120	1 250	812	317

2.1.2 起泡剂浓度优化

为确定起泡体系使用的最佳浓度,将AOS, SDS, SS-163表面活性剂用去离子水分别配制质量分数为0.1%~0.7%的起泡体系,评价了3种起泡剂在不同质量分数下的综合发泡能力(图2)。阴离

表2 不同矿化度条件下不同表面活性剂综合发泡能力
Table2 Comprehensive foaming ability of different surfactants at different salinities

矿化度/(g·L ⁻¹)	不同表面活性剂综合发泡能力/(L·s ⁻¹)		
	AOS	SDS	SS-163
0	1 236.9	812.3	317.6
50	976.5	3.6	283.5
100	843.2	1.1	322.1
150	33.1	0.5	303.2
200	26.8	0.4	300.0
250	26.5	0.3	300.0

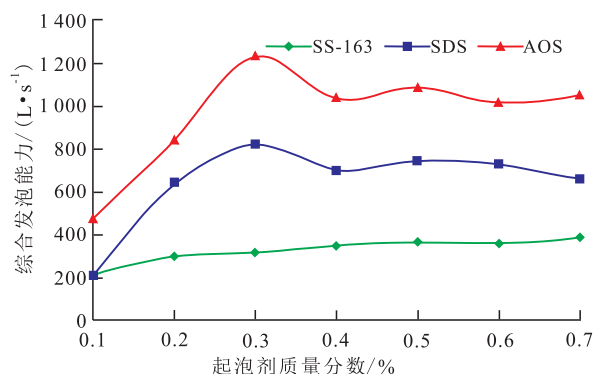


图2 不同起泡剂综合发泡能力与质量分数的关系

Fig.2 Relationship between comprehensive foaming ability and concentration of different foaming agents

子型起泡剂AOS和SDS的综合发泡能力随浓度呈现先增加后降低的变化特征,起泡剂质量分数为0.3%时综合发泡能力最大;而阴-非离子型起泡剂SS-163的综合发泡能力对浓度不敏感,在测试浓度范围内未出现Marangoni效应而影响综合发泡能力,说明综合发泡能力比较稳定。因此,将0.3%确定为单一起泡剂和起泡剂复配体系的最佳浓度。

2.1.3 协同增效起泡体系复配

针对单一表面活性剂耐盐性能差的问题,将AOS, SDS, SS-163表面活性剂在不同矿化度盐水中按不同质量比(0:10, 1:9, 2:8, 3:7, 4:6, 5:5, 6:4, 7:3, 8:2, 9:1, 10:0)两两复配,2种起泡剂总质量分数为0.3%。由复配起泡体系的泡沫综合性能(图3)可知,3种由盐水配液形成的起泡剂溶液的综合发泡能力均低于由去离子水配液形成的起泡剂溶液,矿化度对起泡体系的综合性能影响较大。对于同为阴离子型表面活性剂的AOS与SDS复配的起泡体系,当起泡剂溶液配液水矿化度增至150 g/L时,起泡体系的综合发泡能力大幅度降低(图3a),耐盐性能达不到油藏地质条件的要求。由阴离子型表面活性剂AOS与阴-非离子型表面活性剂SS-163复配的起泡体系,当起泡剂溶液配液水矿化度低于100 g/L时,在AOS与SS-163质量比由0:10变化至9:1的过程中,复配起泡体系的综合发泡能力的曲线平稳(图

3),表明AOS与SS-163复配时对起泡体系性能的协同增强作用不明显,且综合发泡能力要比单一的AOS起泡体系小;当起泡剂溶液配液水矿化度大于150 g/L,AOS与SS-163质量比在3:7至10:0区间内,AOS与SS-163复配起泡体系的综合发泡能力逐渐降低,耐盐性能变差。对于由SDS与SS-163复配的起泡体系(图3c),当采用盐水配液时,起泡体系的综合发泡能力以SDS与SS-163质量比1:1为转折点表现出相反的变化趋势。当SS-163的质量在复配体系中占主导地位时(即SDS与SS-163质量比小于1),复配体系整体耐盐性能差异不大,随着SDS质量增加,复配起泡体系的协同增效作用逐渐增强;当SDS与SS-163质量比大于1后,随着SDS质量增加,复配起泡体系的综合发泡能力迅速下降,耐盐性能急剧变差;当SDS与SS-163按质量比为1:1复配时,起泡体系的综合发泡能力最好。综上分析,起泡体系由SDS与SS-163按质量比为1:1复配制成,能够满足缝洞型油藏高温高盐的地质条件。

2.2 新型强化泡沫体系制备方法及其稳泡机制

缝洞型油藏由于有效缝洞储集体尺度较大,不具备很好的泡沫再生条件,因此,泡沫稳定性是制约泡沫体系注入效果的关键。增强泡沫稳定性是依靠泡沫稳定剂提高泡沫液膜的黏度和弹性来实现的,对于塔河油田缝洞型油藏来说,所筛选的稳泡体系必须满足高温高盐的地质条件。

2.2.1 制备方法

取0.3%N-羟甲基丙烯酰胺溶解于100 mL清水中,溶解过程中搅拌剪切速率不宜过大(≤ 500 r/min),待清水中不出现絮凝或鱼眼状团聚视为聚合物均匀溶解,随后向聚合物溶液中先后加入0.3%水溶性酚醛树脂交联剂、0.15%苯甲酸溶液促进剂和0.05%氯化铬高温稳定剂,形成的高分子多官能团聚合物溶液作为凝胶泡沫的稳泡体系,然后与阴-非/阴离子表面活性剂复配的起泡体系混合,在高速剪切作用下使稳泡体系的高分子多官能团聚集在泡沫液膜上,形成致密排列,同时体系内部羟基基团在高温稳定剂的助力下发生二次交联,形成更加致密的三维空间稳定结构,极大程度地提升了泡沫稳定性和抗苛刻条件的能力,形成双重交联高分子凝胶泡沫体系。

2.2.2 稳泡机制

由双重交联高分子凝胶泡沫液膜扫描电镜结果(图4a—4b)可知,液膜呈空间网状结构,规律分布且结构致密,多个结构之间形成较为强壮的骨架;同时其表面平滑且相对完整,对气泡的包裹性强,一定程度上减缓了泡沫析液速率,使得泡沫不易破裂并增强了泡沫稳定性。由图4c可以看出盐晶粒附着于

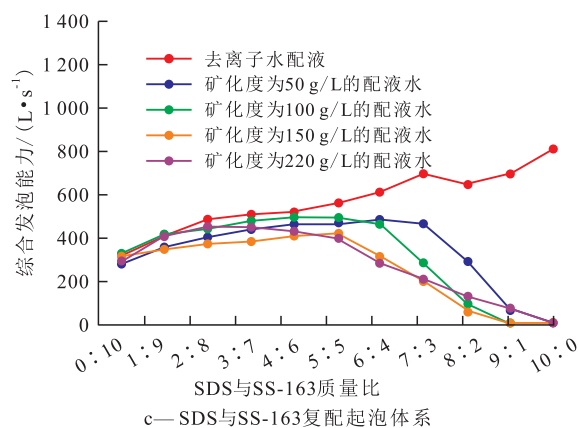
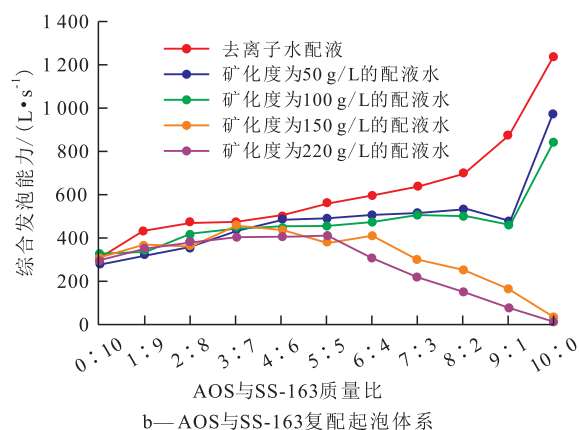
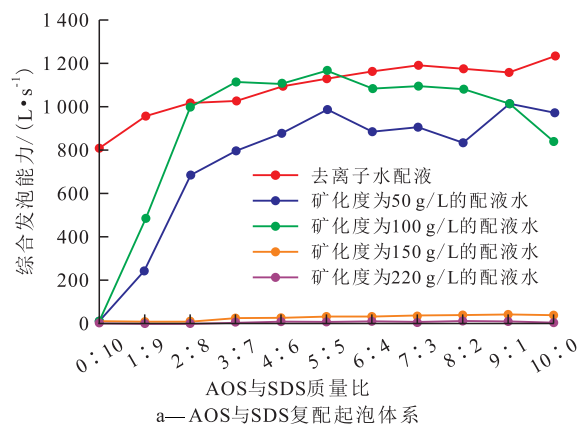


图3 矿化度对不同复配起泡体系综合发泡能力的影响
Fig.3 Effect of salinity on comprehensive foaming ability of different compound foaming systems

液膜表面,可以发挥盐增强效应(随着矿化度的增加,泡沫稳定性出现增强的现象),也在一定程度上增强了液膜的空间稳定性和耐盐性能。另外,双重交联高分子凝胶泡沫体系遇高温发生交联反应,形成胶体墙后,其三维网状结构即使在气泡破裂后依然可以保持较高的凝胶化黏度,使其在高温、高盐、较高含油饱和度环境中仍具有长期稳定的调剖能力。

2.3 新型强化泡沫体系性能

2.3.1 黏弹性

实验研究表明,泡沫体系的黏性比弹性更利于

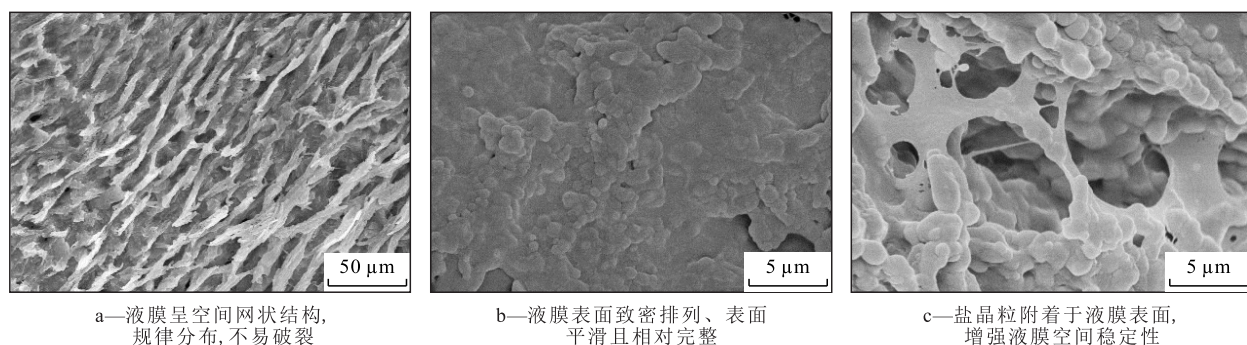


图4 双重交联高分子凝胶泡沫液膜扫描电镜照片

Fig.4 SEM images of liquid film of dual-crosslinked high polymer gel foam

泡沫稳定。弹性模量是指材料在发生形变时,由于弹性形变(可逆)而储存的能量大小,可反映材料弹性大小;黏性模量是指材料在发生形变时,由于黏性形变(不可逆)而损耗的能量大小,可反映材料黏性大小。黏性模量越大说明黏性越大,流动阻力越大,泡沫稳定性越好。由双重交联高分子凝胶与前期研究的淀粉凝胶的黏弹性随剪切时间的变化(图5)可以看出,淀粉凝胶为强凝胶,弹性强且黏性小,3%淀粉凝胶弹性模量基本稳定在44 Pa,而黏性模量基本稳定在3.8 Pa,用其配制泡沫时需稀释,而稀释后的淀粉凝胶会削弱泡沫的稳定性;而双重交联高分子凝胶成胶后,流动性强,0.7%双重交联高分子凝胶初始黏性模量为2.0 Pa,起泡沫克服阻力小,随剪切时间增加其黏性模量和弹性模量都有所增加,黏性模量可达9.3 Pa,弹性模量可达35.2 Pa,说明双重交联高分子凝胶泡沫体系在储层流动过程中随着运移具有剪切增黏的特性,能够达到深部调剖的作用。

2.3.2 耐盐性

不同泡沫体系对矿化度的耐受性不同。已有研究表明,配液水矿化度对泡沫稳定性存在双重影响,能提高或降低泡沫稳定性。在温度为120℃、压力为0.1 MPa的条件下,测定双重交联高分子凝胶泡沫起泡沫体积与析液半衰期随配液水矿化度的变化。

由图6a可知,随着配液水矿化度的增加,起泡体积和析液半衰期整体呈先上升后下降的趋势。当配液水矿化度为0~100 g/L时,起泡体积由1 060 mL缓慢上升至1 140 mL,析液半衰期高达56 h,两者均达到峰值;当配液水矿化度为100~150 g/L时,起泡体积由1 140 mL下降至900 mL,析液半衰期也快速降至32 h;当配液水矿化度为150~240 g/L时,起泡体积和析液半衰期降低缓慢,性能趋于稳定。结合图4c分析可知,盐晶粒的附着一定程度上有利于泡沫结构的稳定,同时双重交联高分子凝胶对 Na^+ 、 Cl^- 具有较强的耐受性,使得泡沫体系的耐盐性增强,因此随着配液水矿化度的增加,起泡体积和析液半衰期也有所增加,泡沫稳定性增强。但随着配液水矿化度的进一步增加,溶液中的电解质浓度也不断增加,当电解质浓度较大时,双电层压缩变薄,电性斥力减小,导致表面电荷对泡沫稳定性的作用减弱。由起泡体积和析液半衰期随配液水矿化度的变化趋势可知,双重交联高分子凝胶泡沫体系能够满足塔河油田缝洞型油藏耐高盐的需求。

2.3.3 耐温性

在配液水矿化度为220 g/L、压力为0.1 MPa的条件下,测定双重交联高分子凝胶泡沫起泡沫体积与析液半衰期随温度的变化。由图6b可知,随着温度

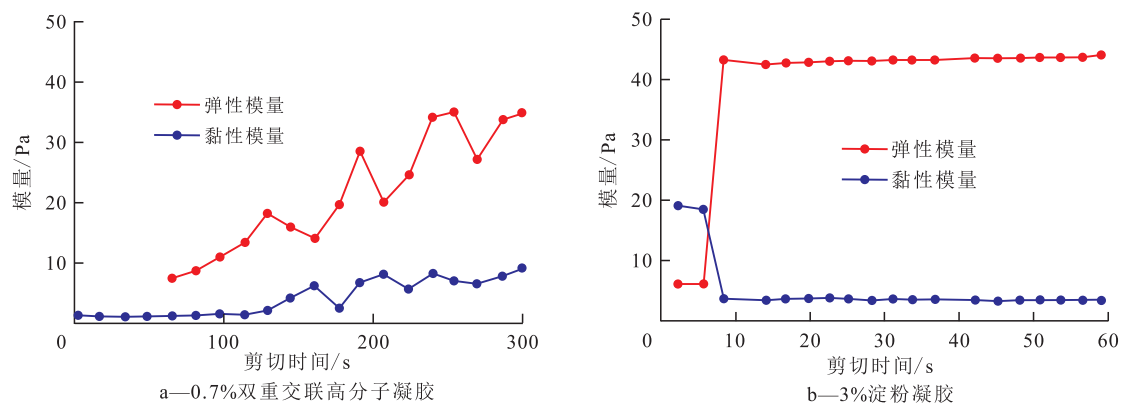


图5 不同类型凝胶黏弹性随剪切时间的变化

Fig.5 Viscoelastic curves of different gels over shearing time

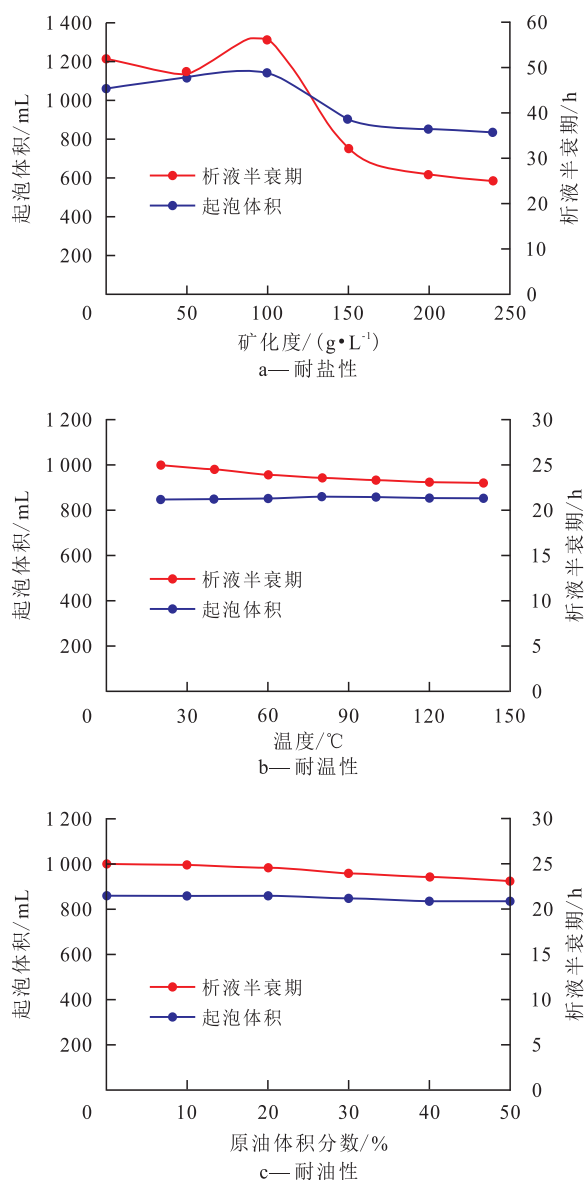


图6 双重交联高分子凝胶泡沫体系性能指标

Fig.6 Performance index of dual-crosslinked high polymer gel foam system

从20℃逐渐升高至140℃,起泡体积变化不大,在高温条件下基本稳定在855 mL左右,但析液半衰期有所下降,基本保持在23 h。泡沫体系的耐温能力通常取决于起泡剂和泡沫稳定剂共同作用。对于双重交联高分子凝胶泡沫体系,其耐温性主要由聚合物的耐温性决定,即使泡沫中的气相在高温条件下扩散,但液膜的整体凝胶表面结构会维持泡沫骨架长期稳定存在。由起泡体积和析液半衰期随温度的变化趋势可知,双重交联高分子凝胶泡沫体系在高温条件下性能相对稳定,能够满足塔河油田缝洞型油藏耐高温的需求。

2.3.4 耐油性

泡沫驱油要求泡沫体系具有一定的耐油性,才能在油层形成稳定的泡沫带,达到驱油的作用。在

配液水矿化度为220 g/L、温度为20℃、压力为0.1 MPa的条件下,由起泡体积、析液半衰期与原油体积分数的关系(图6c)可以看出,随着原油体积分数从0逐渐升高至50%,起泡体积相对稳定,基本稳定在835 mL左右,而析液半衰期略有降低,从25 h逐渐缩短至23.2 h,表明原油的存在对双重交联高分子凝胶泡沫体系的起泡性能和稳定性能影响不大,由此可知,聚合物能显著提高泡沫的耐油性^[12]。分析认为,当原油与泡沫体系共同赋存时,因表面活性剂分子含亲油基团,优先吸附在油-水界面而不是气-水表面,使得气-水表面上表面活性剂分子浓度降低,导致泡沫的稳定性降低。另外,聚合物不仅能够增强液膜强度,且其致密的空间网状结构也能阻碍表面活性剂分子向油-水界面的移动,进而提高泡沫的耐油性能。

3 矿场应用

T6-7井组是塔河油田6区东部构造低洼区的一个关联井组,受中深部强岩溶作用和断裂双重控制,发育上、下两期古暗河,且裂缝较为发育,井间动态连通关系呈现分段差异性特征。动静态分析井组剩余油潜力较大,T6-7井组实施注气驱后,仅有2口井受效,其中T7-7井受效52 d后因含水率上升而失效,T7-8井在注气3 d后发生气窜,但持续增油,因气窜严重96 d后失效。

为了进一步挖潜T6-7井组的注气潜力,在氮气驱失效后实施强化泡沫复合氮气驱,实施前后井组内各采油井的生产情况见表3,可以看出,实施强化泡沫复合氮气驱后,原2口氮气驱失效井(T7-7和T7-8井)恢复有效控水增油的效果,且新增2口受效井(T7-6和T6-1井),其中T7-7井日产油量增加22 t/d,由2 t/d提高至24 t/d,含水率下降63百分点;T7-8井日产油量增加11 t/d,含水率下降36百分点;而新增加的受效方向中,T7-6井日产油量增加6 t/d,含水率下降24百分点,T6-1井则在注入泡沫前高含水少量产油,接近关井,注泡沫受效后,日产油量提高至6 t/d,含水率下降至75%,采油井恢复正常生产。整个井组累积增油量为12 273 t。井组试验说明注入泡沫有效封堵了气窜通道,调整了气驱路径,扩大了波及体积,有效改善了气驱效果。

对塔河油田老区氮气驱已发生气窜或失效的9个井组开展了10井次的强化泡沫复合氮气驱,其中9井次有效,进而证实了强化泡沫复合氮气驱技术是一项有效改善缝洞型油藏氮气驱效果的提高采收率新技术。

表3 T6-7井组采油井实施强化泡沫复合氮气驱前后生产情况对比
Table3 Production data comparison of well group T6-7 before and after reinforced foam with nitrogen flooding

注入井	强化泡沫复合氮气驱前			强化泡沫复合氮气驱后			
	采油井	日产油量/(t·d ⁻¹)	含水率/%	受效井	日产油量/(t·d ⁻¹)	含水率/%	累积增油量/t
T6-7	T7-7	2	72	T7-7	24	9	2 976
	T7-8	4	78	T7-8	15	42	5 120
	T7-6*	3	80	T7-6	9	56	2 557
	T6-1*	1	99	T6-1	6	75	1 620

注:*为氮气驱阶段未受效井。

4 结论

研制了新型强化泡沫体系,该泡沫体系采用0.3%阴-非/阴离子复合型协同增效起泡体系和0.7%高分子凝胶稳泡体系合成,羟基基团在高温稳定剂的助力下发生二次交联,形成双重交联高分子凝胶泡沫体系。双重交联高分子凝胶泡沫液膜呈空间网状结构、规律分布,结构致密且相对完整,三维空间稳定结构极大程度地提升了泡沫稳定性和抗苛刻条件的能力。新型强化泡沫体系在温度为140℃、矿化度为240 g/L、含油饱和度为50%的条件下仍具有较强起泡能力和较长析液半衰期,泡沫性能优于常规强化泡沫,满足了缝洞型油藏苛刻的地质条件要求。矿场实施强化泡沫复合氮气驱试验10井次,其中9井次有效,证实了新型强化泡沫体系能有效控制气窜和扩大波及体积,并强化氮气驱的增油效果。强化泡沫复合氮气驱技术是一项可行的适用于缝洞型油藏的提高采收率技术。

符号解释

F_q ——泡沫综合发泡能力,L/s;
 V_0 ——起泡体积,L;
 $t_{1/2}$ ——析液半衰期,s。

参考文献

[1] 廖广志,李立众.常规泡沫驱油技术[M].北京:石油工业出版社,1999.
LIAO Guangzhi, LI Lizhong. Conventional foam flooding technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.

[2] 李兆敏.泡沫流体在油气开采中的应用[M].北京:石油工业出版社,2010.
LI Zhaomin. Application of foam fluid in oil and gas production [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.

[3] 窦之林.塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发技术[M].北京:石油工业出版社,2012.
DOU Zhilin. Development technology of carbonate fracture-cave type reservoir in Tahe Oilfield[M]. Beijing: Petroleum Industry

Press, 2012.

[4] 刘中春,汪勇,侯吉瑞,等.缝洞型油藏泡沫辅助气驱提高采收率技术可行性[J].中国石油大学学报:自然科学版,2018,42(1):113-118.
LIU Zhongchun, WANG Yong, HOU Jirui, et al. Feasibility study on foam-assisted gas flooding EOR technology in karstic oil reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2018, 42(1): 113-118.

[5] 苏伟,侯吉瑞,李海波,等.缝洞型碳酸盐岩油藏注氮气泡沫可行性及影响因素[J].石油学报,2017,38(4):436-443.
SU Wei, HOU Jirui, LI Haibo, et al. Feasibility and influencing factors of nitrogen foam injection in fractured-cavity type carbonate reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(4): 436-443.

[6] 曹嫣嫔.高温高盐泡沫提高采收率技术研究[D].济南:山东大学,2007.
CAO Yanbin. The research of foaming enhancing the OOIP of high temperature and salinity reservoir[D]. Jinan: Shandong University, 2007.

[7] SUN Lin, WEI Peng, PU Wanfen, et al. The oil recovery enhancement by nitrogen foam in high-temperature and high-salinity environments[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 147: 485-494.

[8] 姚雪,孙宁,吕亚慧,等.泡沫调驱体系研究进展[J].油田化学,2020,37(1):169-177.
YAO Xue, SUN Ning, LÜ Yahui, et al. Research progress of foam profile-controlling and flooding system[J]. Oilfield Chemistry, 2020, 37(1): 169-177.

[9] 方吉超,戴彩丽,由庆,等.塔中402CIII高温高盐油藏泡沫驱实验研究[J].油气地质与采收率,2014,21(4):84-88.
FANG Jichao, DAI Caili, YOU Qing, et al. Study on foam flooding in high-temperature and high-salinity reservoir of Tazhong 402CIII[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(4): 84-88.

[10] 钱昱,张思富,吴军政,等.泡沫复合驱泡沫稳定性及影响因素研究[J].大庆石油地质与开发,2001,20(2):33-35.
QIAN Yu, ZHANG Sifu, WU Junzheng, et al. Foam stability and effecting factors of foam combination flooding [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2001, 20(2): 33-35.

[11] 王增林.强化泡沫驱提高原油采收率技术[M].北京:中国科学技术出版社,2007.
WANG Zenglin. Enhanced foam flooding technology to enhance oil recovery[M]. Beijing: China Science and Technology Press,

- 2007.
- [12] PU Wanfen, WEI Peng, SUN Lin, et al. Experimental investigation of viscoelastic polymers for stabilizing foam[J]. Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 2017, 47: 360-367.
- [13] WANG Jianlong, NGUYENA A V, FARROKHPAY S. Effects of surface rheology and surface potential on foam stability[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2016, 488: 70-81.
- [14] PEI Haihua, ZHANG Guicai, GE Jijiang, et al. Investigation of polymer-enhanced foam flooding with low gas/liquid ratio for improving heavy oil recovery[C]. Calgary: SPE Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 2010: 1-11.
- [15] ALARGOVA R G, WARHADPANDE D S, PAUNOV V N, et al. Foam super stabilization by polymer microrods[J]. Langmuir, 2004, 20(24): 10 371-10 374.
- [16] 张旋, 张贵才, 葛际江, 等. 聚合物强化CO₂泡沫稳定性能研究[J]. 断块油气田, 2020, 27(6): 799-802.
- ZHANG Xuan, ZHANG Guicai, GE Jijiang, et al. Research on the stability of polymer enhanced CO₂ foam[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(6): 799-802.
- [17] 唐红娇, 侯吉瑞, 赵凤兰, 等. 油田用非离子型及阴-非离子型表面活性剂的应用进展[J]. 油田化学, 2011, 28(1): 115-118.
- TANG Hongjiao, HOU Jirui, ZHAO Fenglan, et al. Application progress of nonionic and anionic-nonionic surfactants used in oil field[J]. Oilfield Chemistry, 2011, 28(1): 115-118.
- [18] 王显光, 王琳, 任立伟, 等. 新型阴-非离子型表面活性剂的泡沫性能[J]. 油田化学, 2009, 26(4): 357-361.
- WANG Xianguang, WANG Lin, REN Liwei, et al. Foam properties of ABEPS series anionic-nonionic surfactants[J]. Oilfield Chemistry, 2009, 26(4): 357-361.
- [19] 张瑶, 付美龙, 侯宝峰, 等. 耐温抗盐型嵌段聚醚类阴-非两性离子表面活性剂的制备与性能评价[J]. 油田化学, 2018, 35(3): 485-491.
- ZHANG Yao, FU Meilong, HOU Baofeng, et al. Preparation and performance evaluation of polyether anionic-nonionic surfactant with temperature resistance and salt tolerance[J]. Oilfield Chemistry, 2018, 35(3): 485-491.
- [20] 张杨. 阴离子表面活性剂耐盐性能的实验和理论研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2013.
- ZHANG Yang. Theoretical and experimental study on the salt tolerance capability of anionic surfactant [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2013.
- [21] 屈鸣, 侯吉瑞, 闻宇晨, 等. 阴-非/阴离子型起泡剂协同增强泡沫耐盐性[J]. 油田化学, 2019, 36(3): 501-507.
- QU Ming, HOU Jirui, WEN Yuchen, et al. Synergistic effect of anionic-nonionic/anionic foaming agent on enhancing salt tolerance of foam[J]. Oilfield Chemistry, 2019, 36(3): 501-507.

编辑 何青芳