

高含水高温油藏W/O型乳化剂OB-2性能评价及驱油研究

蒲万芬¹,梅子来¹,杨洋¹,王铎²,沈超¹,陈珮¹

(1.西南石油大学油气藏地质与开发工程国家重点实验室,四川成都610500;
2.中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂,新疆克拉玛依834000)

摘要:针对如何在水驱后进一步开发高含水高温油藏,提出了一种表面活性剂就地乳化驱油技术,对油包水(W/O)型乳化剂OB-2体系进行了乳化特性评价及乳状液驱油研究。研究表明,随着乳化剂浓度增大,乳液黏度先增大后减小;对于X油藏原油,乳化剂最佳浓度为0.3wt%,在此浓度下,油水界面张力可降低至 10^{-2} mN/m数量级;在水油体积比低于7:3时,乳化剂OB-2可促使油水两相完全乳化,形成高黏度的W/O型乳液,其中,水油体积比为7:3时乳液黏度最大,增黏率高达370%。岩心驱油实验结果表明,均质条件下,水驱后注入0.3PV乳化剂OB-2体系,可提高原油采收率达26.15%;非均质条件下,该乳化体系可在级差低于7.6时表现出良好的流量控制及非均质调控能力,扩大波及体积。

关键词:高温;高含水;油包水型乳化剂;就地乳化驱油;非均质性调控

中图分类号:TE39

文献标识码:A

Evaluation of OB-2 system for W/O emulsifier and displacement experiments research at high temperature reservoir in high water cut period

Pu Wanfen¹, Mei Zilai¹, Yang Yang¹, Wang Duo², Shen Chao¹ and Chen Pei¹

(1.State Key Laboratory of Petroleum Reservoir Geology and Development Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2.Baikouquan Oil Production Plant of Xinjiang Oilfield Branch, CNPC, Karamay, Xinjiang 834000, China)

Abstract: Aimed at how to develop high temperature reservoir after water flooding, we proposed the in-situ emulsion flooding by injecting surfactant solutions to evaluate the emulsifying property and study on the oil displacement by the emulsion of the OB-2 system for the W/O (water in oil) emulsifier. The results showed that the emulsion viscosity firstly increased and then decreased along with emulsifier concentration. For oil in reservoir-X, the optimal emulsifier concentration was 0.3 wt% at which could make the interfacial tension reduce to 10^{-2} mN/m order of magnitude. When the water-oil ratio was lower than 7:3, the complete emulsification of oil-water happened and the W/O emulsion with high viscosity would form. The maximum emulsion viscosity appeared when the oil-water ratio was 7:3, with the viscosity increasing rate of as high as 370%. The results of emulsion flooding indicated that the recovery factor of the homogeneous core could increase another 26.15% after water flooding by injecting 0.3PV OB-2 system. On the other hand, when the permeability ratio of parallel cores was lower than 7.6, applying the OB-2 system could achieve good mobility control and heterogeneity regulation.

Key words: high temperature, high water cut, W/O emulsifier, in-situ emulsion flooding, heterogeneous regulation

目前,我国大多数陆上油田已进入高含水期,如何进一步对水驱后高含水油田进行开发已成为油田开发的现实问题。化学驱技术凭借其良好的控水稳

油能力,现已成为我国大部分老油田提高采收率的重要手段^[1-2]。然而对于高含水高温油藏来说,目前化学驱技术并不能取到良好的提高采收率效果,主

收稿日期:2018-01-26。

第一作者简介:蒲万芬(1962—),女,教授,化学驱提高采收率理论及技术研究。

基金项目:国家科技重大专项“缝洞型稠油油藏注空气/二氧化碳可行性实验”(2016ZX05053-009)。

要原因在于缺乏合适的高温驱油体系。现有驱油聚合物无法在高温条件($\geq 75\text{ }^\circ\text{C}$)下保持稳定,而单纯的表面活性剂驱或泡沫驱在非均质性条件下无法取得良好的应用效果。以大港油田X油藏为例,该油藏地层温度 $104\text{ }^\circ\text{C}$,矿化度 $25\ 571.53\text{ mg/L}$,在长期的水驱开发后优势通道发育良好,油藏非均质性严重,采出液含水率高达 96.7% ,常规的化学驱方法不适用于该油藏,需要寻求一种适用于高温及较强非均质油藏条件的驱油方法^[2-5]。

乳液驱油方法在1973年由McAuliffe首先提出。该方法能同时提高微观洗油效率及宏观波及体积,因此,在被提出后成为了一种极有前景的驱油技术。在乳液驱油的相关研究中,W/O乳液被证明具有很好的驱油能力,可大幅提高原油采收率;在渗透率存在差异的岩心中乳液也可以起到较好的封堵作用,达到对地层非均质性进行改善的目的,既具有驱油作用,也能起到调剖作用;除此之外,由于W/O型乳液能与原油发生混相作用,可以实现近混相驱替或活塞式驱替,大大提高驱替过程中的洗油效率^[6-13]。但是,现有关于W/O型乳液驱油的研究主要集中在稠油的开采方面,对于高含水高温油藏并未涉及。因此,本文提出了一种适用于高含水高温油藏的就地乳化驱油技术,以大港油田X油藏为例进行了该技术的室内研究,对就地乳化驱油技术所用的W/O型乳化剂驱油体系的乳化特性进行了相关评价,同时研究了该体系在均质条件及非均质条件下的驱油特性。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

乳化剂OB-2(实验室自制,主要成分为阴非离子表面活性剂);实验用水为大港油田X油藏地层水,矿化度为 $25\ 571.53\text{ mg/L}$,具体离子组成见表1;实验用油为大港油田X油藏原油,原油黏度为 $9.42\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ($104\text{ }^\circ\text{C}$);单岩心驱替实验用岩心为石英砂胶结而成的人造方岩心($4.3\text{ cm}\times 4.3\text{ cm}\times 30\text{ cm}$),水测渗透率 $74.48\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$;并联岩心驱替实验所用岩心为人造小岩心和大港油田X油藏天然岩心,天然岩心物性参数见表2。

实验仪器主要包括:JJ-1B电动搅拌器、TX500C

表1 地层水离子组成

Table 1 Ionic composition of formation water

离子类型	Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Ba ²⁺	Sr ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻
浓度	9 257.8	339.48	49	4.76	41.7	15 266.72	367.88	244.17

表2 天然岩心物性参数

Table 2 Physical parameters of natural core

岩心编号	直径/cm	长度/cm	孔隙度,%	渗透率/ $10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$
1	2.56	6.03	16.12	159
2	2.53	6.66	13.42	76.4

旋转滴超低界面张力仪、Brookfield DV-III+Pro型黏度计、DGM-III型岩心驱替装置等。

1.2 实验方法

1.2.1 乳状液的配制

将不同OB-2乳化剂浓度水溶液和X油藏原油的混合体系50 mL按照一定的体积比置于烧杯中, $104\text{ }^\circ\text{C}$ 条件下使用JJ-1B电动搅拌器在500 r/min的转速下搅拌40 min,随后观察乳化情况。

1.2.2 乳状液黏度的测定

用Brookfield黏度计在 $104\text{ }^\circ\text{C}$ (油浴)条件下测试乳液黏度,剪切速率为 7.34 s^{-1} 。

1.2.3 界面张力的测定

参照文献^[14-15]测定乳化剂溶液与原油之间的界面张力,所测油水界面均为稳定时的界面张力值。

1.2.4 岩心驱替实验

采用人造和天然岩心进行岩心驱油实验,分析乳化剂OB-2提高原油采收率的效果。具体驱油实验步骤如下:①将岩心置于 $104\text{ }^\circ\text{C}$ 烘箱内干燥,24 h后取出测量其干重及尺寸;②抽真空充分饱和和地层水,测量湿重;③测定岩心渗透率;④以 0.4 mL/min 的驱替速度进行水驱,直至岩心出口端含水率达到 98% ;⑤注入 0.3 PV 的乳化剂OB-2,继续后续水驱至岩心出口端含水率达到 98% 。实验过程中,记录各阶段的压力以及采收率变化。

2 结果与讨论

2.1 不同浓度下乳液黏度和相态

分别取35 mL(10 mL)浓度为0.2%、0.3%、0.4%和0.5%的乳化剂OB-2水溶液和15 mL(40 mL)的X油藏原油,按体积比7:3(2:8)置于烧杯中,使用电动搅拌器进行搅拌。随后将得到的乳状液体系在104℃测量其黏度,并倒入观察瓶中,观察其相态变化。乳状液体系的黏度与乳化剂浓度的变化曲线见图1,不同OB-2浓度下乳状液的相态见图2。

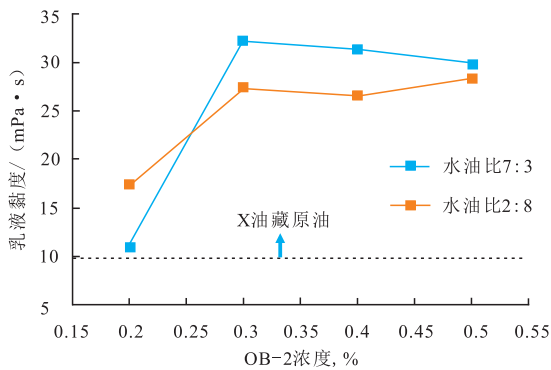
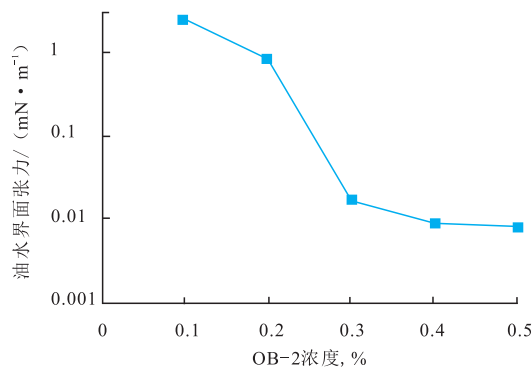


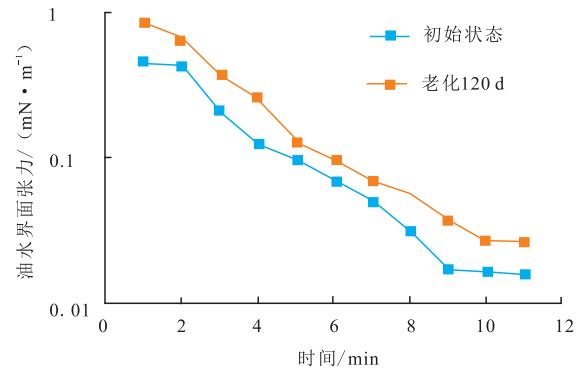
图1 不同浓度下的乳液黏度

Fig. 1 Emulsion viscosity at different concentration of emulsifier

由图1和图2可知,在水油体积比7:3和2:8时,随着乳化剂OB-2浓度的增大,乳状液体系的黏度呈现先增大后降低的趋势,并且都在浓度为0.3%时,乳状液的黏度达到最大值;不同浓度的OB-2体系均可与原油完全乳化,形成W/O乳状液,相体积均为



a. 不同乳化剂浓度下的油水界面张力



b. OB-2老化前后的油水界面张力

图3 OB-2体系降低界面张力能力

Fig. 3 Interfacial tension ability reduced by OB-2 system



a. 水油比2:8

b. 水油比7:3

图2 不同乳化剂浓度下的乳液相态

Fig. 2 Phase state of emulsion at different concentration of emulsifier

100%。综合考虑乳化效果及应用成本,0.3 wt%可作为OB-2乳化剂的优选浓度。

2.2 OB-2体系降低界面张力能力

相关研究表明^[16-17],表面活性剂提高原油采收率的效果与其降低界面张力作用密切相关,较低的油水界面张力下,表活剂溶液会体现出良好的洗油效率,提高原油采收率。因此,本文对乳化剂OB-2体系降低界面张力能力和其长期稳定性进行了研究。

分别测定了不同浓度的OB-2乳化剂降低界面张力的能力和老化120 d后的油水界面张力,结果见图3。随着乳化剂浓度的升高,界面张力不断降低,但浓度超过一定值后,浓度对其降低界面张力的影响较小,曲线出现平缓下降段。出现这种现象的原因可能是在乳化剂浓度较低时,随着乳化剂浓度的增大,更多的乳化剂会吸附在油水界面,油水界面张力降低,但是当乳化剂的浓度继续增大时,油水界面

上吸附的乳化剂的数量会逐渐趋于饱和,此时乳化剂浓度的增大对降低油水界面张力的效果将大大降低。从实验结果可以看出,乳化剂浓度超过0.3 wt%时,乳化剂浓度对于降低油水界面张力的影响较小。因此,OB-2乳化剂浓度为0.3 wt%时,其降低油水界面的效果最佳,可将油水界面张力降低至 10^{-2} mN/m数量级。将浓度为0.3 wt%的OB-2乳化剂体系置于104 °C恒温箱中老化120 d,随后取出测量其油水界面张力,结果见图3b。OB-2乳化剂老化120 d后与其初始状态降低界面能力相差不大,表现出良好的长期稳定性。

2.3 水油体积比对乳液黏度的影响

在104 °C条件下,浓度为0.3 wt%的OB-2乳化剂体系在不同水油体积比条件下,与原油形成的乳状液的黏度见图4。当水油体积比低于7:3时,随着水相体积比的增加,乳状液黏度增大,并且在水油体积比为7:3时,乳状液的黏度最大,其增黏率可达到370%,结合乳状液的微观形态图(图5)和乳液相图(图6)可知,乳化剂OB-2可促使油水两相形成稳定的W/O型乳状液,水珠分散在油相中,水油体积比超过7:3时,随着水相体积比的增加,乳化不完全,但形成的部分乳状液也是黏度较高的W/O型乳液。

从图4还可以看出,在水油体积比为8:2的高含水情况下形成的乳液黏度也高于原油黏度,且不同含水情况下,形成的乳液黏度值都在合理范围内,可在油藏不同含水情况下起到流度控制的作用。因此,该乳化剂可在高含水高温油藏中促使油水在不同含水率条件下形成高黏度的W/O乳液,增强驱替相在高含水高温油藏中的流度控制能力,从而形成乳液均衡驱替。

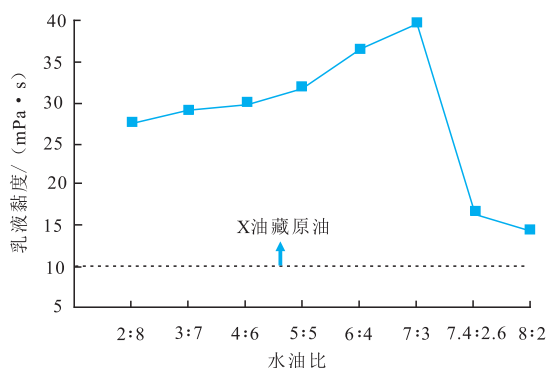


图4 不同水油比下的乳液黏度

Fig. 4 Viscosity of emulsion with different water-oil ratios

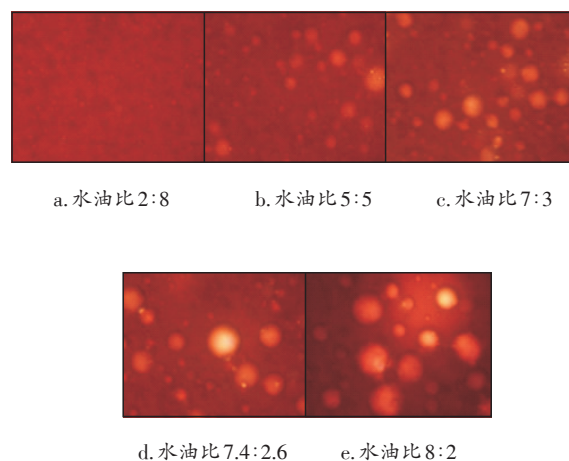


图5 不同水油比下的乳液微观形态

Fig. 5 Micromorphology of emulsion with different water-oil ratios



图6 不同水油比下的乳液相态

Fig. 6 Emulsion phase state with different water-oil ratios

2.4 驱油实验

图7是OB-2乳化剂的单岩心驱油实验结果。图7可知,当水驱结束时,驱替压力稳定在0.42 MPa左右;注入0.3PV乳化剂OB-2过程中压力略有升高,但增加幅度不是很大,这可能是因为乳化时间不够,油水两相尚未形成高黏度的乳状液;转后续水驱后,乳化剂运移至岩心内部,水驱后的残余油得到启动,含油量增加,在乳化剂的作用下,油水两相乳化形成高黏度的W/O乳液,并渐渐形成W/O型乳液段塞,驱替压力开始上升,当驱替至1.6PV时,驱替压力达最高值1.2 MPa,乳液体现出良好的封堵性能。从单岩心驱油实验可知,在采出液含水高达98%时,此乳化剂依然可以促使油水乳化形成高黏度W/O型乳液段

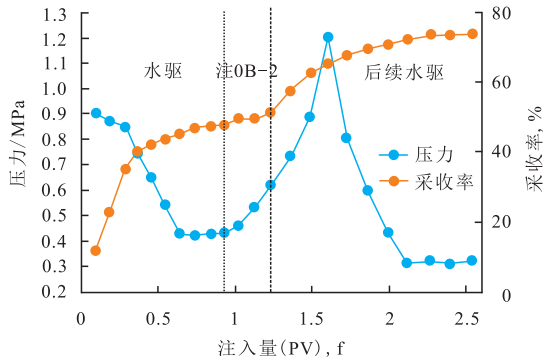


图7 就地乳化驱采收率和压力与注入量的关系

Fig. 7 Relationship between recovery ratio, displacement pressure and injection volume of in-situ emulsion flooding

塞,形成乳液驱替,由于油外相的乳液与原油之间较易混溶,因此,后续的乳液驱替可看作近混相驱替,原油采收率会得到很大的提高,在乳化剂和后续水驱整个过程中,原油采收率提高了26.15%。

为考察此乳化剂的非均质调控能力,采用不同渗透率级差的并联岩心进行驱油实验,先水驱至岩心出口端综合含水率达到98%,注入0.3PV的乳化剂OB-2,继续后续水驱至岩心出口端综合含水率达到98%,实验过程中记录各阶段压力以及采收率变化,实验结果见表3。表3可知,在级差低于4.2时,随着级差的增大,低渗岩心提高原油采收率增加幅度增大,当级差为4左右时,低渗岩心原油采收率增加幅度最高,低渗采收率增加值可达到31%左右,这

可能是因为级差越大,水驱后低渗岩心中剩余油量越多,后续水驱过程中,由于W/O型乳液黏度较高,在高渗岩心中制造了较大的流动阻力,促使部分液流转向进入低渗层,在乳化剂的作用下,剩余油量多的低渗岩心会被乳液驱出更多的油,提高采收率值升高;随着级差继续增大,综合采收率开始降低,因为级差增大时,高渗层内的W/O型乳液的封堵性能降低,无法建立起足够的驱替压差,低渗层的启动效果逐渐变差,进入低渗层的乳化剂量逐渐降低,提高采收率值降低。当渗透率级差超过7.6时,低渗层无法被启动。对于天然岩心,在渗透率级差为2.08的时候,水驱至含水率为98%时,高渗和低渗的采收率分别为72.72%和26.35%,0.3PV的就地乳液驱油可分别提高采收率9.2%和18.5%。就地乳液能够较好的启动低渗层,驱油效果良好。

从以上实验可看出,在采出液含水为98%高含水时,此乳化剂依然可以促使油水乳化形成高黏度W/O型乳液段塞,增加驱替相的流度控制能力以及非均质调控能力;同时由于油外相的乳液较易与原油混溶。因此,后续的乳液驱替可看作近混相驱替,驱油效率增加,原油采收率会得到很大的提高。通过在地面注入低黏度的乳化剂体系,在地下促使油水就地乳化形成高黏度的W/O乳液的技术思路,既增强了驱替相的流度控制能力,又解决了油藏注入性问题,对于高含水高温非均质油藏来说,是一种较

表3 不同渗透率级差下并联岩心的驱油实验结果

Table 3 Displacement experiment results of parallel core under different permeability ratios

实验编号	级差	岩心类型	孔隙度, %	含油饱和度, %	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	采收率, %		
						水驱	总计	提高
1#	2.3	高渗	18.85	66.88	234.6	52.75	78.05	25.3
		低渗	11.44	64.26	102	39.31	56.81	17.5
2#	3.7	高渗	17.41	68.92	418.84	48.14	74.64	26.5
		低渗	12.42	66.24	113.2	18.4	44	25.6
3#	4.2	高渗	18.34	70.23	405.3	52.14	74.78	22.64
		低渗	13.53	66.23	96.5	0	31.2	31.2
4#	5.5	高渗	19.34	69.65	469.15	52.47	76.23	23.76
		低渗	12.65	67.23	85.3	0	15.4	15.4
5#	7.6	高渗	21.38	67.65	592.8	51.85	81.5	29.65
		低渗	12.85	63.52	78	0	0	0
6#	2.08*	高渗	16.12	62.6	159	72.72	81.92	9.2
		低渗	13.42	61.1	76.4	26.35	44.85	18.5

注: *为天然岩心下的实验结果

好的提高原油采收率的三次采油方法。

3 结论

1) 油水体积比为7:3时,乳化剂OB-2在浓度0.2 wt%~0.5 wt%浓度范围内,均可形成W/O型乳状液,且黏度随着浓度的增加先升高后降低,浓度0.3 wt%时的增黏率达到最高值370%,乳化效果最佳。

2) 乳化剂OB-2可将油水界面张力降低至 10^{-2} mN/m数量级,并且高温104℃条件下老化120 d后的乳化剂体系降低界面张力能力与初始状态相差不大,表现出良好的长期稳定性。

3) 乳化剂OB-2可在不同含水率下,促使油水形成W/O型乳液,且乳液黏度均高于原油黏度,增强了驱替相的流度控制能力,从而可实现乳液的均衡驱替。

4) 室内物理模拟实验表明,均质条件下,乳化剂OB-2可提高原油采收率达26.15%;非均质条件下,乳化剂OB-2对高渗岩心具有较好的封堵效果,在渗透率级差低于7.6时,该体系体现出良好的流度控制及非均质调控能力,可提高原油采收率达19.16%~26.15%。因此,增黏性乳液对于高温高含水非均质性较强的油藏来说,具有良好的油藏适应性。

参考文献

- [1] 张凤英,杨光,刘延彪,等.高温高盐油藏用化学驱油剂的研究[J].精细石油化工进展,2005,6(5):8-12.
- [2] 元福卿,赵方剑,夏晞冉,等.胜坨油田二区沙二段3砂组高温高盐油藏低张力氮气泡沫驱单井试验[J].油气地质与采收率,2014,21(1):70-73.
- [3] 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.
- [4] 赵国柱,金仁高,李圣涛,等.高温高盐油藏甜菜碱型表面活性剂TCJ-5的性能及应用[J].东北石油大学学报,2015,39(3):111-117.
- [5] 任朝华,张先超,尤万里,等.乳化剂HC-5的性能及驱油效果[J].油田化学,2015,32(4):554-558.
- [6] Mcauliffe C D. Oil-in-water emulsions and their flow properties in porous media[J]. Journal of Petroleum Technology, 1973, 25(6):727-733.
- [7] M S Karambeigi, R Abbassi, E Roayaei, et al. Emulsion flooding for enhanced oil recovery: Interactive optimization of phase behavior, microvisual and core-flood experiments[J]. Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 2015, 29(2): 382-391.
- [8] A Mehranfar, M H Ghazanfari. Investigation of the microscopic displacement mechanisms and macroscopic behavior of alkaline flooding at different wettability conditions in shaly glass micro-models[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 122: 595-615.
- [9] L Chen, G Zhang, J Ge, et al. Research of the heavy oil displacement mechanism by using alkaline/surfactant flooding system[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2013, 43(19): 63-71.
- [10] M Dong, Q Liu, A Li. Displacement mechanisms of enhanced heavy oil recovery by alkaline flooding in a micromodel[J]. Particuology, 2012, 10(3): 298-305.
- [11] 宣英龙,杨雪白,秦笃国,等.扶余原油乳化成条件与驱油机理[J].油田化学,2016,33(2):300-304.
- [12] 周亚洲,殷代印,曹睿.高含水后期乳状液的驱油效果与作用机理分析[J].油田化学,2016,33(2):285-290.
- [13] 田茂章,赵新,宋新民,等.低渗透油藏中油包水乳液的生成及其扩大波及体积的作用[J].应用化工,2015,44(8):1421-1426.
- [14] 任朝华,罗跃,陈大钧.新型表面活性剂体系降低原油/水的界面张力行为[J].油田化学,2011,28(4):423-426.
- [15] Z. H. Ren, Y. Luo. Dynamic interfacial tension behavior of alkyl amino sulfonate in crude oil-brine system[J]. Tenside Surfactants Detergents, 2013, 50(5): 369-375.
- [16] 蒲万芬,唐艳丽,赵田红.驱油用表面活性剂的乳化性能研究[J].油气藏评价与开发,2017,7(4):41-45.
- [17] 孙琳,蒲万芬,吴雅丽,等.表面活性剂高温乳化性能研究[J].油田化学,2011,28(3):275-279.

(编辑 尹淑容)