

油相对泡沫稳定性的影响规律

元福卿^{1,2}, 王其伟², 李宗阳², 姬奥林², 赵方剑², 夏曦冉²

(1.中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266580; 2.中国石化胜利油田分公司 地质科学研究院, 山东 东营 257015)

摘要:油相的存在会导致泡沫的稳定性变差, 从而影响泡沫驱的效果, 如何提高泡沫的稳定性, 指导泡沫体系设计成为泡沫驱提高采收率中亟待解决的难题。为探索油相对泡沫稳定性的影响规律, 采用泡沫衰减法和微流控制法研究了界面张力和油相对泡沫体系稳定性的影响, 并评价了乳化油滴和气泡间的相互作用。通过固定油相, 改变泡沫体系, 研究油相与泡沫体系之间界面张力对泡沫稳定性的影响, 结果表明, 油水界面张力越低的泡沫体系所形成的泡沫半衰期越短, 油相对泡沫的稳定性影响越大。采用同一泡沫体系, 改变油相, 不同油相对泡沫稳定性影响结果表明, 表面张力越低的油相对泡沫体系的稳定性影响越大, 泡沫稳定性越差。这是由于油相相对分子质量越大、表面张力越大, 越不易在气水界面铺展, 与泡沫的相互作用也越弱。

关键词:油相 泡沫 泡沫稳定性 表面张力 界面张力 半衰期

中图分类号: TE357.42

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2015)01-0118-04

Relationship between oil and foam stability

Yuan Fuqing^{1,2}, Wang Qiwei², Li Zongyang², Ji Aolin², Zhao Fangjian², Xia Xiran²

(1. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China; 2. Geoscience Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: As the performance of foam flooding is dominated by foam stability which may be reduced in the presence of oil, development of foam system with improved foam stability has become increasingly important in the area of enhancing oil recovery of the foam flooding. The relationship between oil and foam stability was investigated by foam decay measurements and microfluidic control method. The effect of interfacial tension (IFT) between oil and foam system on the foam stability was examined through certain oil and different foam systems. Reaction between emulsified oil drop and bubbles was evaluated. Experimental results show that the half-life decreased considerably for the low-IFT foam systems, and oil has greater influence on the lower-IFT foam systems. Additionally, oil with lower surface tension would affect foam ability more significantly. Because larger relative molecular weight of oil and surface tension will bring difficulties in spreading on the gas-water interface with weaker reaction of the foam.

Key words: oil; foam; foam stability; surface tension; interfacial tension; half-life

泡沫驱油在采油及提高原油采收率技术领域中的研究和应用已有40多年的历史, 中国先后在玉门、胜利、辽河、大庆等油田进行了矿场试验, 均取得了一定的效果^[1-2]。聚合物强化泡沫驱是在泡沫体系中加入聚合物, 通过增加体相的粘度来提高泡沫稳定性的驱油方法, 如胜利油区2003年在孤岛油田中二中单元28-8井进行了聚合物强化泡沫驱试

验, 产油量由71.2 t/d增加到140.9 t/d, 累积增油量为 2.1×10^4 t, 证明聚合物强化泡沫驱是一种提高原油采收率的有效方法。泡沫的稳定性是泡沫驱研究和应用的核心问题, 目前中外关于泡沫稳定性的影响因素做了大量的研究工作^[3-10], 但对于油相对泡沫稳定性影响规律的研究很少。笔者采用泡沫衰减法、微流控制法及显微放大技术等手段, 观察

收稿日期: 2014-11-14。

作者简介: 元福卿(1971—), 男, 江西崇仁人, 高级工程师, 在读博士研究生, 从事化学驱提高采收率技术攻关和推广工作。联系电话: 13589976531, E-mail: yuanfuqing.slyt@sinopec.com。

基金项目: 国家科技重大专项“胜利油田特高含水期提高采收率技术”(2011ZX05011)。

泡沫扩散、运移、聚并等行为,研究了油相对泡沫稳定性影响规律,以期为研制适合不同类型原油的泡沫体系提供技术支撑。

1 实验部分

1.1 实验器材

实验用油包括正十六烷、正十二烷、正癸烷、石蜡油(C_{16} — C_{20} 正构烷),均为分析纯。表面活性剂包括:6501,化学纯;AES,化学纯;DSB,化学纯;SLDZ-1低张力泡沫剂(地质科学研究院研制)。模拟地层水依据胜坨油田二区沙二段3单元目前产出水配制,矿化度为17 497 mg/L,钙镁离子含量为495 mg/L。实验用气体是纯度为99.5%的氮气。

实验仪器包括:泡沫性能评价装置;微流控装置,微管道内径为1~100 μm ;偏光显微镜,上海天省仪器XP-202型;TEXAS500悬滴界面张力仪;表面张力仪,北京哈科SFT-A3型。

1.2 实验方法

泡沫衰减法 气体以一定的流速通过泡沫性能评价装置的烧结玻璃砂心,砂心上面预先放入一定量的待测试液,气体通过砂心时与液体混合形成泡沫,观察泡沫体积的衰减,用泡沫衰减曲线和泡沫半衰期来衡量泡沫的稳定性。将表面活性剂溶液与油以质量比100:1混合,超声乳化15 min后,采用砂心法起泡,氮气流速为75 mL/min,采用衰减法

测试其衰减曲线和半衰期。

微流控方法 微流控方法是在微尺度与介观尺度(纳米级)上研究流体行为的技术。采用玻璃精细加工来制作微流体器件,将2个Y形管串联,同时通入气体、油相、表面活性剂溶液。表面活性剂溶液剪切油相形成均匀的乳液滴,气体在乳液的剪切下形成气泡、油滴共存体系。将气泡、油滴共存体系导入到薄板模型后,在偏光显微镜下观察,根据录像和拍照结果进行数据分析,通过统计气泡和油滴的尺寸及其分布来评价相互作用。

实验温度为80 $^{\circ}\text{C}$,常压。

2 实验结果与讨论

2.1 界面张力对泡沫稳定性的影响

选用正十二烷作为油相,分别配制质量分数为0.3%的6501+DSB,SLDZ-1,AES,DSB的泡沫剂溶液,测试油相与不同泡沫剂溶液的油水界面张力,6501+DSB与油相之间的界面张力最低,为0.018 35 mN/m;SLDZ-1次之,为0.030 42 mN/m;AES和DSB与油相之间的界面张力均大于0.1 mN/m。

由4种泡沫剂溶液在含油和无油条件下的泡沫衰减曲线(图1)可以看出,无论是在无油条件下还是含油条件下,油水界面张力越低的泡沫体系所形成的泡沫半衰期越短。对比分析含油和无油条件下泡沫的半衰期变化可知,油水界面张力越低的泡

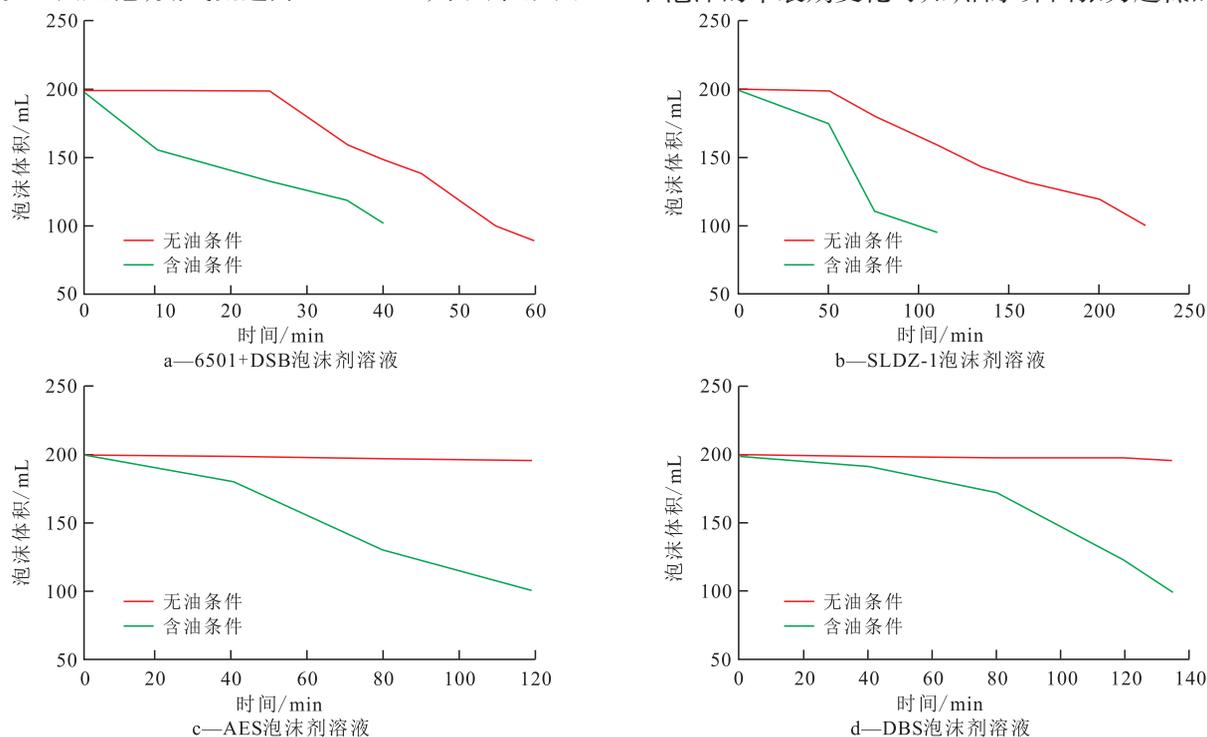


图1 4种泡沫剂溶液衰减曲线
Fig.1 Foam decay curves of 4 different surfactant systems

沫剂体系,加入油相对所形成泡沫的稳定性影响越大,消泡越快。这主要是由于油水界面张力越低,油相在泡沫液膜的铺展越容易,从而油相进入液膜形成桥连,导致泡沫越易破灭。

2.2 油相对泡沫稳定性的影响

分别测试石蜡油、正十六烷、正十二烷、正癸烷的表面张力,其值分别为 29.72, 26.52, 24.79 和 23.30 mN/m。即随着油相相对分子质量的变小,油相与空气之间的表面张力减小。

固定已知成分的 6501 与 DSB(两者质量比为 9:1)表面活性剂复配体系,质量分数为 0.3%。选取石蜡油、正十六烷、正十二烷、正癸烷作为油相,研究不同的油相对 6501 与 DSB 表面活性剂复配体系所形成泡沫稳定性的影响。

实验结果表明,加入正癸烷乳化后 6501 与 DSB 表面活性剂复配体系所形成泡沫的半衰期为 35 min,加入正十二烷后半衰期为 40 min,加入正十六烷后半衰期为 45 min,而石蜡油的加入使泡沫的稳定性略微下降,其半衰期可以达到 50 min(图 2)。按照石蜡油、正十六烷、正十二烷、正癸烷的顺序,6501 与 DSB 表面活性剂复配体系所形成泡沫的半衰期依次降低,油相对泡沫的影响依次增大,说明所加入油相的相对分子质量越小,表面张力越低,油相对泡沫稳定性影响越大。

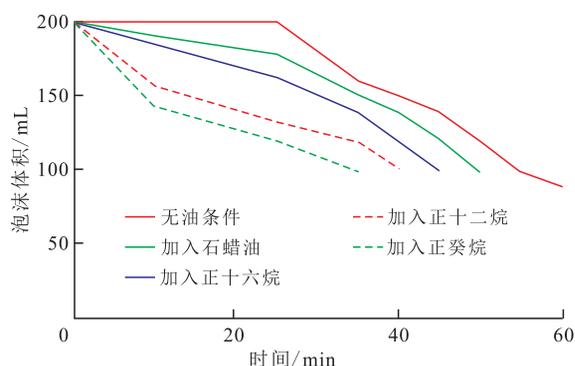


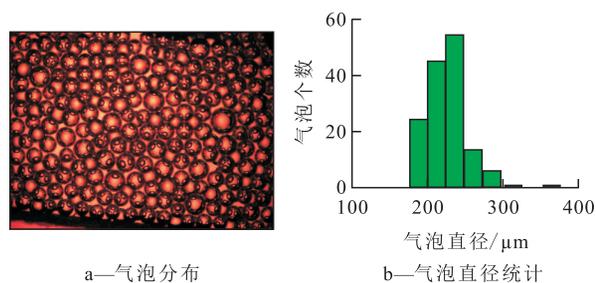
图2 不同条件下6501与DSB表面活性剂复配体系衰减曲线

Fig.2 Foam decay curves of 6501 and DSB with various oils

2.3 乳化油滴与气泡间的相互作用

根据无油条件下气泡直径分布(图3),在控制气相、油相和泡沫溶液注入速度的条件下,微流控装置形成的油滴和气泡具有特定的直径,直径分布范围很窄。气泡即使紧密排列也很难发生聚并,稳定性很好,因此进入平板模型的气泡直径相对较小且分布范围比较窄。

在气相和泡沫溶液注入条件不变的情况下,有乳化油滴存在时,经过相同的时间后,平板模型中



a—气泡分布 b—气泡直径统计

图3 无油条件下气泡直径分布

Fig.3 Distribution of foam diameter in the absence of oil

的气泡直径分布范围明显变宽,并且有的气泡直径大幅度增加(图4),这充分说明乳化油滴的存在加快了气泡的聚并和破裂。油相为正癸烷时气泡的直径分布范围最宽,气泡直径最大甚至已经达到 600 μm。正十二烷、正十六烷和石蜡油作为油相时气泡的直径分布范围依次变窄。

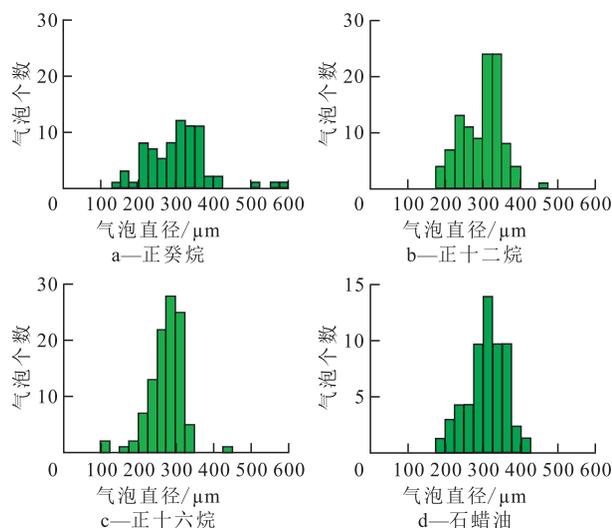


图4 加入不同油滴后气泡直径分布

Fig.4 Distribution of foam size in the presence of different oils

正癸烷对泡沫聚并、破裂的影响最大,消泡作用最明显。这是由于油相相对分子质量越大、油相粘度越大、表面张力越大,分子间粘合力越大,越不易在气水界面铺展,与泡沫的相互作用也越弱,同时,具有较高的表面张力的油相,被乳化分散为尺寸较小的油滴难度较大,对泡沫的稳定性影响较小,泡沫的稳定性越好,泡沫的半衰期越长。而表面张力较低油相,其被乳化的能力和对泡沫稳定性的影响越大。

3 结论

通过测试4种表面活性剂体系和正十二烷的界面张力及在含油条件下的泡沫衰减曲线可知,含油条件下,油水界面张力越低的泡沫体系半衰期越

短;油相对泡沫稳定性的影响越大,泡沫消泡越快。

具有较高的表面张力的油相,被乳化分散为尺寸较小的油滴的难度大,对泡沫的稳定性影响小,泡沫的半衰期相对较长。而表面张力较低油相,其被乳化的能力和对泡沫稳定性的影响较大,因此泡沫的半衰期较短。

对于同一表面活性剂体系,油相相对分子质量越大、表面张力越大,越不易在气水界面铺展,与泡沫的相互作用也越弱,泡沫的稳定性越好,泡沫的半衰期也就越长。

参考文献:

- [1] 王庆,杨昌华,林伟民,等.中原油田耐温抗盐二氧化碳泡沫控制气窜研究[J].油气地质与采收率,2013,20(4):75-78.
Wang Qing, Yang Changhua, Lin Weiming, et al. Study on gas channeling control by temperature and salt resistance CO₂ foam, Zhongyuan oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(4): 75-78.
- [2] 刘泽凯,闵家华.泡沫驱油在胜利油田的应用[J].油气采收率技术,1996,3(3):23-29.
Liu Zekai, Min Jiahua. Application of foam flooding in Shengli oil field [J]. Oil & Gas Recovery Technology, 1996, 3(3): 23-29.
- [3] 卢开森-闰德斯 E H. 阴离子表面活性剂-表面活性剂作用的物理化学[M]. 朱埜瑶, 吴佩强, 丁慧君, 等, 译. 北京: 轻工业出版社, 1988: 213-255.
Lucassen-Reynders E H. Anionic surfactants: Physical chemistry of surfactant action [M]. Zhu Buyao, Wu Peiqiang, Ding Huijun, et al., trans. Beijing: China Light Industry Press, 1988: 213-255.
- [4] 张广卿,刘伟,李敬,等.泡沫封堵能力影响因素实验研究[J].油气地质与采收率,2012,19(2):44-46.
Zhang Guangqing, Liu Wei, Li Jing, et al. Experimental study on the factors influencing the blocking ability of foam [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(2): 44-46.
- [5] 李兆敏,刘伟,李松岩,等.多相泡沫体系深部调剖实验研究[J].油气地质与采收率,2012,19(1):55-58.
Li Zhaomin, Liu Wei, Li Songyan, et al. Research on in-depth profile modification of foam and microgel complex system [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(1): 55-58.
- [6] 王建勇,王思宇,赵思琪,等.赵凹油田高温油藏冻胶泡沫调驱体系的研制及性能评价[J].油气地质与采收率,2013,20(4):57-61.
Wang Jianyong, Wang Siyu, Zhao Siqi, et al. Study on profile control and oil displacement system for gel foam of high-temperature reservoir in Zhao'ao oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(4): 57-61.
- [7] Dickinson E, Izgi E. Foam stabilization by protein-polysaccharide complexes [J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 1996, 113(2): 191-201.
- [8] Ozbayoglu M E, Kuru E, Miska S, et al. A comparative study of hydraulic models for foam drilling [C]. SPE 65489, 2000.
- [9] Prud'Homme R K, Khan S A. Foams: Theory, Measurements, and applications [M]. Surfactant Science Series Volume 57, New York: Marcel Dekker Inc., 1996.
- [10] 赵国玺,朱埜瑶.表面活性剂作用原理[M].北京:中国轻工业出版社,2003.
Zhao Guoxi, Zhu Buyao. Principles of surfactant action [M]. Beijing: China Light Industry Press, 2003.
- [11] Wang Sheng, Qu Yantao, Han Chunping. Influencing factors study on oil displacement efficiency after steam stimulation in heavy oil reservoir-taking Zhongerbei heavy oil reservoir as an example [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(1): 48-50.
- [12] 陶磊,李兆敏,张凯,等.二氧化碳辅助蒸汽吞吐开采超稠油机理——以王庄油田郑411西区为例[J].油气地质与采收率,2009,16(1):51-54.
Tao Lei, Li Zhaomin, Zhang Kai, et al. Study on the mechanism of CO₂-assisted steam puff and huff in ultra-heavy oil reservoirs-taking west area of Zheng411, Wangzhuang oilfield as an example [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(1): 51-54.
- [13] 刘杨.溶解气驱油藏提高采收率方法实验[J].大庆石油学院学报,2008,32(2):32-35.
Liu Yang. Laboratory evaluation of further enhanced oil recovery in dissolved gas flooding reservoir [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2008, 32(2): 32-35.
- [14] 时贤,李兆敏,刘成文,等.稠油油藏多轮次蒸汽吞吐防砂后产能预测模型[J].油气地质与采收率,2012,19(4):56-58.
Shi Xian, Li Zhaomin, Liu Chengwen, et al. A new productivity prediction model for sand control wells by cyclic steam stimulation [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(4): 56-58.
- [15] Sheikha H, Mehran Pooladi-Darvish. The effect of pressure decline rate and pressure gradient on the behaviour of solution gas drive in heavy oil [C]. SPE 109643, 2008.
- [16] 博贝格 T C. 热力采油工程方法 [M]. 辽宁油田科技处, 译. 北京: 石油工业出版社, 1980.
Boberg T C. Thermal recovery methods manual [M]. The Department of Science and Technology in Liaohe Oilfield, trans. Beijing: Petroleum Industry Press, 1980.

编辑 经雅丽

编辑 刘北羿

(上接第101页)