

# The Optimization and Application of Foaming Agent for Air Foam Flooding in Q1 Area of Jing'an Oilfield

Wenlai Zhang<sup>1</sup>, Weihua Wang<sup>1</sup>, Tianli Rao<sup>1</sup>, Yongfu Long<sup>1</sup>, Yu Zhang<sup>1</sup>, Huan Yang<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup>No.3 Oil Production Plant of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Yinchuan Ningxia

<sup>2</sup>School of Chemistry & Environmental Engineering, Yangtze University, Jingzhou Hubei

Email: [yanghuan76@yangtzeu.edu.cn](mailto:yanghuan76@yangtzeu.edu.cn)

Received: Jul. 30<sup>th</sup>, 2017; accepted: Sep. 7<sup>th</sup>, 2017; published: Feb. 15<sup>th</sup>, 2018

---

## Abstract

Q1 Area of Jing'an Oilfield was located in the oil and gas folded and enriched belt of Northern Shaanxi in Ordos Basin of Western China, which was a low permeability, low pressure, low abundance (three low properties) lithologic reservoir. The AES foaming system was mixed with the AES foaming agent and foam stabilizer PAM independently; it was difficult for operation and poor flowing at low temperature, so the new CSGY-FPJ foam system was chosen for Q1 Area. The results showed that the CSGY-FPJ foaming agent was better than that of AES foaming agent in the foaming properties, surface tension, and low-temperature rheological properties. The physical model experiment indicated that as the air foam flooding injection volume was 1.0 PV, the recovery rate of CSGY-FPJ foam system and AES foam system was 37.5% and 32% respectively; after water flooding the recovery increased by 5.9%. In November, 2015, field tests were carried out in A4 and A5 Injection Wells. After the test, the production in the corresponding wells is improved, the fluid volume is stable, and the water content decreases from 59.7% to 57.8%, and the daily oil increment is 0.94 t. Air foam flooding is very important in the development of low permeability reservoir. This study can be used as a reference for the production of low permeability reservoirs.

## Keywords

Air Foam Flooding, Low Permeability Reservoir, Foaming Property, Enhanced Oil Recovery

---

---

\*通信作者。

# 靖安油田Q1区空气泡沫驱用起泡剂的优选与应用

张文来<sup>1</sup>, 王伟华<sup>1</sup>, 饶天利<sup>1</sup>, 龙永福<sup>1</sup>, 张煜<sup>1</sup>, 杨欢<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup>中石油长庆油田分公司第三采油厂, 宁夏 银川

<sup>2</sup>长江大学化学与环境工程学院, 湖北 荆州

作者简介: 张文来(1974-), 男, 工程师, 现主要从事低渗透油田提高采收率方面的科研和管理工作。

Email: yanghuan76@yangtzeu.edu.cn

收稿日期: 2017年7月30日; 录用日期: 2017年9月7日; 发布日期: 2018年2月15日

## 摘要

靖安油田Q1区位于中国西部鄂尔多斯盆地陕北油气叠合富集带, 是一个低渗、低压、低丰度的“三低”岩性油藏。现用的AES起泡体系是由AES起泡剂和PAM稳泡剂独立复配而成, 施工难度大且低温流动性差, 因此优选出了适合Q1区的新型CSGY-FPJ泡沫体系。研究结果表明, CSGY-FPJ起泡剂在起泡性能、表面张力、低温流变性能等方面都明显优于AES起泡剂。通过物模试验可知, 当空气泡沫驱注入量为1.0 PV时, CSGY-FPJ泡沫体系和AES泡沫体系的采收率分别为37.5%和32%, 继续水驱后最终采收率提高了5.9%。2015年11月, A4、A5注入井开始现场试验, 试验后对应油井生产形势变好, 液量稳定, 含水率下降(由59.7%下降至57.8%), 日增油0.94 t。空气泡沫驱在低渗油层的开发中具有重要的意义, 该研究对低渗油藏的增产具有借鉴作用。

## 关键词

空气泡沫驱, 低渗油藏, 起泡性能, 提高采收率

Copyright © 2018 by authors, Yangtze University and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 引言

靖安油田 Q1 区是一个低渗、低压、低丰度的“三低”岩性油藏。空气泡沫驱是适用于该岩性油藏的一种提高采收率技术, 具有调剖和驱油双重作用[1] [2] [3]。目前国内运用空气泡沫驱油体系有两种, 一种是起泡剂和稳泡剂单独成型, 配合使用; 一种是起泡剂和稳泡剂复配形成复配起泡剂, 既具有很好的起泡性能, 而且泡沫体系稳定, 便于运输和管理。靖安油田 Q1 区现场现用的起泡体系属于起泡剂和稳泡剂单独成型, 现场配合使用, 增加了施工难度和管理难度, 起泡剂在低于 10℃的条件下已凝固为块状固体, 不便于现场投加, 难以溶于 10℃以下注入水[4]。针对上述状况, 研发开发质量可靠、性能稳定、更加经济的起泡剂和稳泡剂体系, 根据生产需要进一步升级为复配起泡剂。

## 2. 试验药品与仪器

1) 试验材料: 现场用起泡剂 AES(脂肪醇聚氧乙烯醚硫酸钠, 浓度为 70%), 起泡剂 CSGY-FPJ (自主研发), 稳泡剂 HJ2000 聚合物, A3 水井注入水(矿化度为 3511 mg/L), B1 油井地面产出水(矿化度为 24,110 mg/L), B2 油井取样原油(黏度为 10 mPa·s)。

2) 试验仪器: Warning Blender 搅拌器, 试验人造岩心(尺寸为  $\phi 38 \text{ mm} \times 300 \text{ mm}$ ), 表面张力仪, 驱替物模装置(图 1)。



Figure 1. The core physical simulation displacement device  
图 1. 岩心物模驱替装置

## 3. 新型起泡剂的研究

现场用起泡剂 AES 能降低油水界面张力, 增加油对岩石表面的润湿角, 有利于提高驱油效率; 但其低温流动性较差, 在  $0^{\circ}\text{C}$  下已凝固, 无法测定其黏度, 因此研究了新型起泡剂 CSGY-FPJ。CSGY-FPJ 主要是由腰果酚聚氧乙烯醚和异构醇聚氧乙烯醚按质量比 1:1 复配而成, CSGY-FPJ 起泡体系中加入稳泡剂抗盐型聚合物 HJ2000。

## 4. 试验结果与讨论

### 4.1. 起泡剂与注入水的配伍性评价

分别取一定浓度的现场起泡剂 AES 和新型起泡剂 CSGY-FPJ, 用 A3 水井注入水进行配制, 加入到 B1 油井地面产出水中, 其中注入水与地层水的体积比为 1:1, 试验温度  $45^{\circ}\text{C}$ , 放置时间 24 h。试验结果见表 1, 试验现象均为透明无沉淀, 说明 AES 和 CSGY-FPJ 与注入水均有良好的配伍性。

Table 1. The compatibility evaluation results of foaming agents  
表 1. 起泡剂配伍性评价结果

样品	样品浓度/( $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ )	泡沫液用量/mL	地层水用量/mL	试验现象
AES	50	10	10	透明无沉淀
CSGY-FPJ	50	10	10	透明无沉淀

## 4.2. 起泡剂起泡性能评价

分别取 50 mg/L 的现场起泡剂 AES 和新型起泡剂 CSGY-FPJ, 在 30、50、60、80℃ 温度下进行循环水浴, 用模拟注入水配制质量分数为 0.5% 的起泡剂溶液, 测定起泡剂的起泡体积及半衰期。试验结果如表 2 所示。

**Table 2.** The performance evaluation results of foaming agents

**表 2.** 起泡剂起泡性能评价结果

起泡剂	30℃		50℃		60℃		80℃	
	起泡体积/mL	半衰期/min	起泡体积/mL	半衰期/min	起泡体积/mL	半衰期/min	起泡体积/mL	半衰期/min
AES	380	72	395	65	415	55	305	20
CSGY-FPJ	360	134	395	185	515	91	231	32

在 60℃ 前 AES 和 CSGY-FPJ 的起泡体积随温度的升高而增大, 但温度继续上升, 起泡体积和半衰期急剧下降。这是因为在 30℃~60℃ 范围内, 温度升高起泡剂分子间距增大, 动能增加, 导致表面活性剂的起泡分子增多, 表面张力下降。当温度继续上升, 至 80℃ 时, 疏水基碳链之间的凝聚能力减弱, 起泡剂分子间的缔合作用减弱, 形成了带电大分子, 难以继续形成胶束, 因而起泡体积呈下降趋势[5] [6] [7]。相同温度下, 起泡剂 CSGY-FPJ 的起泡体积和半衰期明显优于 AES。

## 4.3. 油水表面张力的影响

首先测试 A3 水井注入水的表面张力为 65.021 mN/m, B1 油井地层水的表面张力为 58.702 mN/m, 与起泡剂配伍之后, 表面张力和黏度均减小, 其中 CSGY-FPJ 的表面张力和黏度均比 AES 小, 说明了 CSGY-FPJ 起泡剂更有利于提高驱油效率。

取 200 mL B2 油井原油分别加入 10 mL 质量浓度为 50 mg/L 的起泡剂 AES 和 CSGY-FPJ, 搅拌混合均匀后测表面张力, 结果如表 3 所示, 当原油中含有起泡剂 AES 和 CSGY-FPJ 后, 其混合原油的表面张力基本无变化, 原油容易混于水中, 并能形成乳化液体被采出。

**Table 3.** The test results of sample surface tension

**表 3.** 样品表面张力测试结果

样品	起泡剂与注入水混合后		起泡剂与原油混合后	
	表面张力/(mN·m <sup>-1</sup> )	黏度/(mPa·s)	表面张力/(mN·m <sup>-1</sup> )	黏度/(mPa·s)
AES	33.108	0.78	26.463	6.5
CSGY-FPJ	26.502	0.62	23.332	3.3

## 4.4. 流变性评价

分别称取 1 g AES 和 CSGY-FPJ, 加入 50 mL 蒸馏水, 搅拌, 30℃ 水浴静置, 测得其溶解时间为 1.5 min 和 1 min, 继续水浴约 30 min 后, 冷却, 放入 0℃ 冰箱约 30 min。试验现象如图 2 所示, AES 在 0℃ 下已凝固, 无法测定其黏度。而 CSGY-FPJ 低温下流动性良好, 其黏度 20 mPa·s。



Figure 2. The photo of liquidity test  
图 2. 流动性测试照片

#### 4.5. 物模试验评价

原现场泡沫驱体系(AES 泡沫体系)配方: 0.5% AES + 0.1% PAM;

改进后泡沫驱体系(CSGY-FPJ 泡沫体系)配方: 0.5% CSGY-FPJ + 0.1% HJ2000。

物模试验步骤: ① 将天然岩心洗油后烘干, 测气测渗透率; ② 将原油、模拟地层水、稀释后的起泡剂装入样品桶中, 升温至  $80^{\circ}\text{C}$ , 建立束缚水, 设置环压泵压力为 35 MPa; ③ 先模拟地层水开始驱替(至含水率达 98%), 再空气泡沫驱替(空气与起泡剂体积比为 1:1), 最后水驱(至含水率 98%) [8] [9]。

在试验注入速度为 0.02 mL/min 的条件下, 注入孔隙体积倍数与采收率的关系如图 3 所示, 在初始水驱过程中采收率大致相同; 当注入体积达到 1.5 PV 时, 开始转为空气泡沫驱, 注入 1 PV 后, AES 泡沫驱体系和 CSGY-FPJ 体系采收率分别为 32.0% 和 37.5%; 再转为水驱至结束, 最终采收率分别为 40.2% 和 46.1%。很显然, CSGY-FPJ 泡沫驱体系明显要优于 AES 泡沫驱体系, 这是因为 CSGY-FPJ 起泡体积和半衰期要优于 AES, 在泡沫驱替过程中, 作用范围和作用时间要大, 从而提高了洗油效率和空气泡沫驱的采收率。

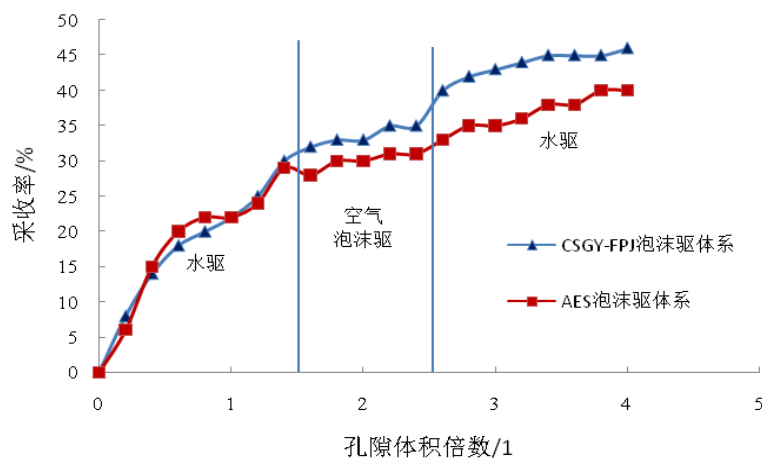


Figure 3. The evaluation result of foam displacement model test  
图 3. 泡沫驱物模试验评价结果

### 5. 现场试验

现场试验选择独立性比较好的 A4、A5 注入井作为试验井，从 2015 年 11 月开始加注新型 CSGY-FPJ 起泡体系。由 B3 井组生产曲线(图 4)可以看出，在加注新型 CSGY-FPJ 起泡体系后含水率明显下降，产液量下降的同时油量又呈上升趋势，说明新型 CSGY-FPJ 起泡体系的起泡能力好于 AES 体系，驱替体积有所增加，有明显的二次、三次起泡能力，起泡性能优于起泡剂 AES。从新型起泡剂使用井组效果(表 4)可以看出，对应油井生产形势变好，液量稳定，含水率下降，由 59.7% 下降至 57.8%，日增油 0.94 t。

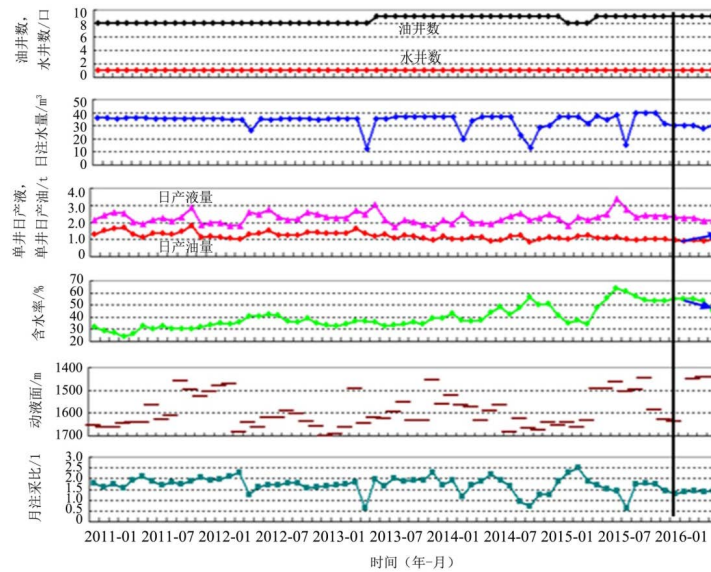


Figure 4. The production curve of Wellblock B3  
图 4. B3 井组生产曲线

Table 4. The effect of new foaming agent application in wells  
表 4. 新型起泡剂使用井组效果

注水井	对应油井	措施前			措施后			日增油/m <sup>3</sup>	
		日产液/m <sup>3</sup>	日产油/t	含水率/%	日产液/m <sup>3</sup>	日产油/t	含水率/%		
A4、 A5	B4	9.40	0	100	12.58	0.62	94.2	0.62	
	B5	2.65	1.68	25.6	1.83	1.20	23.0	-0.48	
	B6	3.85	2.62	19.9	3.14	2.36	11.5	-0.26	
	B7	2.66	2.13	6.0	2.15	1.67	8.50	-0.46	
	B8	1.55	1.27	3.5	2.36	1.88	6.50	0.61	
	B9	2.21	1.35	28.0	3.12	1.83	31.0	0.48	
	B10	7.12	0.47	92.2	4.32	0.28	92.5	-0.19	
	B11	9.14	1.10	85.8	10.99	2.74	70.7	1.64	
	B12	2.10	1.13	36.9	2.02	1.17	32.0	0.04	
	B13	1.35	0.46	59.7	1.14	0.44	55.1	-0.02	
	B14	0.91	0.60	23.0	1.35	0.85	25.5	0.25	
	B15	6.38	2.44	55.0	6.92	2.52	57.1	0.08	
	B16	2.89	1.64	33.1	2.04	1.14	34.2	-0.50	
	B17	2.27	1.27	34.4	1.10	0.60	35.5	0.67	
	B18	1.62	1.07	22.4	1.21	0.87	15.5	-0.20	
	B19	0	0	100	0	0	100	0	
	合计		56.10	19.23		56.27	20.17		0.94

## 6. 结论

- 1) 新型起泡剂 CSGY-FPJ 在起泡性能、表面张力、低温流变性能等方面都明显优于 AES 起泡剂。
- 2) 物模试验表明,在注入速度为 0.02 mL/min 的条件下,当空气泡沫驱注入量为 1.0 PV 时,CSGY-FPJ 泡沫体系和 AES 泡沫体系的采收率分别为 37.5%和 32%,继续水驱后最终采收率提高了 5.9%。
- 3) 选取 Q1 区的 A4、A5 注入井作为试验井,在 2015 年 11 月由 AES 泡沫体系改为 CSGY-FPJ 泡沫体系开始注入,试验后,对应油井生产形势变好,产液量稳定,含水率下降,日增油 0.94 t。

## 参考文献 (References)

- [1] Zhang, L., Luo, L., Zhao, S., *et al.* (2004) Effect of Different Acidic Fractions in Crude Oil on Dynamic Interfacial Tensions in Surfactant/Alkali/Model Oil Systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **41**, 189-198. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(03\)00153-0](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(03)00153-0)
- [2] 裴戈, 杜朝锋, 张永强, 等. 长庆高矿化度致密油藏空气泡沫驱适应性研究[J]. 油田化学, 2015, 32(1): 88-92.
- [3] 蒋有伟, 张义堂, 刘尚奇, 等. 低渗透油藏注空气开发驱油机理[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(4): 471-476.
- [4] 饶天利, 张文来, 王涛, 等. 空气泡沫驱用环空保护液研制与应用[J]. 长江大学学报(自科版), 2015, 12(9): 10-13.
- [5] Adetunji, L.A., Teigland, R. and Kleppe, J. (2005) Light Oil Air Injection Performance Sensitivity to Critical Parameters. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, 9-12 October, SPE 96844. <https://doi.org/10.2118/96844-MS>
- [6] Pascual, M., Crossta, D., Lacentre, P., *et al.* (2005) Air Injection in to a Mature Water Flooded Light oil Reservoir: Laboratory and Simulation Results for Barrancas Field, Argentina. *SPE Europe/EAGE Annual Conference*, Madrid, 13-16 June 2005, SPE 94092.
- [7] Quoc, P.N. and Alexander, V. (2005) Experimental and Modeling Studies on Foam in Porous Media: A Review. *SPE International Symposium on Formation Damage Control*, Lafayette, 23-24 February 2005, SPE 58799.
- [8] 付美龙, 黄俊. 低渗透油藏水驱转空气泡沫驱提高采收率物理模拟实验[J]. 油气地质与采收率, 2014, 21(5): 104-106.
- [9] 王杰祥, 王腾飞, 韩蕾, 等. 特低渗油藏空气泡沫驱提高采收率实验研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2013, 35(5): 130-134.

[编辑] 帅群

**Hans** 汉斯

### 知网检索的两种方式:

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>  
下拉列表框选择: [ISSN], 输入期刊 ISSN: 2471-7185, 即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>  
左侧“国际文献总库”进入, 输入文章标题, 即可查询

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: [jogt@hanspub.org](mailto:jogt@hanspub.org)