

三相泡沫体系堵水效果及影响因素实验研究

张云宝^{1,3},徐国瑞²,邹剑¹,王楠¹,贾永康²,葛嵩³,刘进祥³

(1.中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津 300452.;2.中海油田服务股份有限公司油田生产事业部,天津塘沽 300450;3.东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室,黑龙江大庆 163318)

摘要:纳米颗粒作为新型稳泡材料,能够显著提高泡沫稳定性,其研究和应用受到石油科技工作者的广泛重视。针对渤海油田堵水技术需求,以物理化学、高分子材料学和油藏工程等理论为指导,以仪器检测、化学分析和物理模拟等为技术手段,以渤海典型油藏地质特征和流体为研究对象,开展了纳米颗粒氮气三相泡沫体系基本性能评价和堵水效果物理模拟研究。结果表明,当起泡剂(PO-FASD)和稳泡剂(SiO₂纳米颗粒AEROSIL380)浓度为0.3%左右时,起泡剂和稳泡剂水溶液与氮气可以形成性能优良的三相泡沫体系。随储层渗透率级差增加,水驱开发效果变差,泡沫堵水增油效果提高。随水驱采出程度增加,泡沫堵水增油效果提高。随原油黏度增加,泡沫堵水增油效果变差。由此可见,三相泡沫体系具有良好封堵和液流转向能力,尤其适合于高含水油藏高渗透层堵水施工。

关键词:渤海油藏;三相泡沫;纳米颗粒;堵水;物理模拟

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Experimental study on water plugging effect and influence factors of three phase foam system

Zhang Yunbao^{1,3}, Xu Guorui², Zou Jian¹, Wang Nan¹, Jia Yongkang¹, Ge Song³ and Liu Jinxiang³

(1.Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300450, China; 2.Oil Production Department, China Oilfield Services Ltd, Tianjin 300452, China, China; 3.Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery of Education Ministry, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318; China)

Abstract: As a new type of foam stabilizing material, nano-particles can significantly improve the stability of foam. The research and application of nano-particles have been paid much attention by petroleum researchers. Considering the demand of water plugging technology in Bohai Oilfield, and guided by the theory of physical chemistry, polymer materials and reservoir engineering, we studied the evaluation of basic performance and the physical simulation of water plugging effect of nano-particle nitrogen foam system according to the geological characteristics and fluids of typical reservoirs in Bohai by technical means such as instrument detection, chemical analysis and physical simulation. The results showed that when the concentration of foaming agent (PO-FASD) and stabilizer (SiO₂ nano-particle AEROSIL380) were about 0.3 %, the foaming agent and foam stabilizer could form the three phase foam system with nitrogen in excellent performance. With the increase of the reservoir permeability gradation, the effect of water flooding development got worse, and the effect of foam plugging and increasing oil increased. While with the increase of the water flooding recovery, the effects of foam plugging and oil increasing effect were improved. However, if the viscosity of crude oil increased, the effects of foam plugging and oil increasing effect would get worse. Thus, we could find that the three-phase foam system has good plugging and liquid flow steering ability, especially suitable for high water cut reservoir high permeability layer water plugging.

Key words: Bohai oilfield, three phase foam, nano-particles, water plugging, physical simulation

收稿日期:2018-06-11。

第一作者简介:张云宝(1980—),男,高级工程师,从事堵/调/驱技术研究与应用工作。

基金项目:国家科技重大专项“渤海油田高含水水平井自控水选择性堵水技术研究与示范”(2016ZX05058003-021和2016ZX05058003-010);国家自然科学基金面上项目“抗盐型聚合物油藏适应性及其改进方法基础研究”(51574086)。

1 绪论

渤海SZ36-1油田储层为疏松砂岩,储层以高渗层砂岩为主,其次为中孔中渗储层,储层孔喉尺寸较大,渗透率较高。在长期注水开发过程中,水流冲刷作用使得储层结构遭到较为严重的破坏,也引起高渗层大孔道进一步发育,储层非均质性和突进现象逐渐加重,油井含水率日益升高,低效和无效循环问题日趋加剧。因此,必须采取适当的调剖堵水措施对高渗层及大孔道进行有效的封堵,以达到扩大波及体积和提高原油采收率的目的^[1-2]。

泡沫具有“视黏度高、堵大不堵小和堵水不堵油”的特性,它在堵水调剖方面应用广泛。近年来,为了适应海上油田大孔道封堵技术需求,研发出了冻胶强化泡沫、聚合物强化泡沫和纳米颗粒强化泡沫等新型泡沫体系,并在实践中不断优化配方组成。与其他稳泡剂相比较,纳米颗粒稳泡剂拥有特殊的物理和化学性质,它可以将泡沫综合指数提高一个数量级以上,而且具有耐温、抗盐和不伤害地层等特点,及极大的性能优势和广阔应用前景^[3-6]。为了提高纳米泡沫体系与SZ36-1油田适应性,提高封堵效果,以物理化学、高分子材料学和油藏工程等为理论指导,仪器检测、化学分析和物理模拟等为技术手段,渤海典型油藏地质特征和流体为研究对象,开展了纳米颗粒氮气三相泡沫体系基本性能评价和堵水增油效果物理模拟研究,为渤海SZ36-1油田三相泡沫堵水技术决策提供了决策依据。

2 实验部分

2.1 实验材料和设备

2.1.1 实验材料

三相泡沫体系由稳泡剂、起泡剂和氮气等组成,其中表面活性剂为非离子表面活性剂(PO-FASD),有效含量35%,中海油田服务股份有限公司天津分公司提供。稳泡剂为纳米颗粒(AEROSIL380),有效含量100%,赢创特种化学(上海)有限公司生产。聚合物由中国石油大庆炼化公司生产,有效含量90%,相对分子量 $1\ 900\times 10^4$ 。

实验用水采用SZ36-1油田模拟水,水质分析结果见表1。

表1 水质分析
Table 1 Water quality analysis

离子组成和含量							总矿化度
K ⁺ +Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	
2 758.3	627.7	249.4	6 313.3	91.4	0.0	166.5	10 206.5

实验岩心为人造均质岩心^[7-8],几何尺寸:高×宽×长=4.5 cm×4.5 cm×30 cm,渗透率参数见相关实验方案设计。

2.1.2 实验设备

Warning-Blender高速搅拌器、HJ-6型多头磁力搅拌器、电子天平、烧杯、试管、量筒、计时器和HW-III A型恒温箱等。

岩心驱替实验设备及流程见参考文献[6]。

2.1.3 实验步骤

三相泡沫起泡性实验方法为Warning-Blender搅拌法。实验步骤:①量取100 mL起泡剂溶液或起泡剂与稳泡剂混合溶液,恒温1 h以上;②采用Warning-Blender搅拌器3档(转速3 000 r/min)搅拌180 s;③记录析液半衰期和泡沫半衰期,计算泡沫综合指数。

上述每个实验重复三次,取三组数据平均值为最终结果。实验温度为65 ℃。

三相泡沫封堵性实验步骤:①岩心抽空饱和水,然后水测渗透率;②岩心放入岩心夹持器饱和油,出口回压调整为2 MPa;③按照方案设计要,交替注入起泡剂和稳泡剂混合液与氮气;④后续水驱至含水98%。

记录实验过程中注入压力和出液量。

2.2 方案设计

2.2.1 岩心渗透率级差对三相泡沫体系堵水效果的影响

方案1-1~方案1-3:水驱98%+0.15PV三相泡沫体系+顶替段塞0.05PV(聚合物溶液0.15%)+水驱至98%。原油黏度75 mPa·s。并联岩心组成:高渗透层 $K_g=7\ 500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、5 000 $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 和2 500 $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,低渗透层 $K_g=500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

2.2.2 堵水时机对三相泡沫体系堵水效果的影响

方案 2-1~方案 2-3:水驱到 40%、90% 和 98%+0.15PV 三相泡沫体系+顶替段塞 0.05PV(聚合物溶液 0.15%)+水驱至 98%。原油黏度 75 mPa·s。并联岩心组成:高渗透层 $K_g=5\ 000\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,低渗透层 $K_g=500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

2.2.3 原油黏度对三相泡沫体系堵水效果的影响

方案 3-1~方案 3-4:水驱 98%+0.15PV 三相泡沫体系+顶替段塞 0.05PV(聚合物溶液 0.15%)+水驱至 98%。原油黏度为 15 mPa·s、75 mPa·s 和 300 mPa·s。并联岩心组成:高渗透层 $K_g=5\ 000\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,低渗透层 $K_g=500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

3 结果分析

3.1 三相泡沫体系组成及其对起泡性和稳定性的影响

3.1.1 起泡剂浓度的影响

起泡剂(PO-FASD)浓度对三相泡沫体系性能影响实验结果见表 2。

表 2 泡沫综合指数测试结果
Table 2 Foam composite index test results

起泡剂/ %	起泡体积/ mL	泡沫半衰期/ min	析液半衰期/ s	泡沫综合指数/ (min·mL)
0.05	185	2	51	370
0.1	250	4	198	1 000
0.2	430	8	259	3 440
0.3	480	15	309	7 200
0.4	485	16	340	7 760
0.5	495	25	384	12 375

从表 2 可以看出,随表面活性剂浓度增加,泡沫体系起泡体积、泡沫半衰期、析液半衰期等参数都逐渐增大,但初期增加速度很快,起泡剂浓度达到 0.3% 以后,各参数增加速度趋于平缓。机理分析认为,当表面活性剂浓度尚未达到临界胶束浓度时,随着浓度的增大,溶液表面张力降低,表面活性增加,发泡能力增强,但形成泡沫稳定性较差^[9]。当表面活性剂浓度达到临界胶束浓度后,随着浓度增大,虽然溶液表面张力不再降低,甚至会稍微增大,但表面活

性剂分子会在溶液表面富集成致密的表面膜,液膜的表面强度增大,邻近液膜排液会受阻,延缓液膜破裂时间,从而增加了泡沫稳定性^[9-13]。但当浓度增加到一定程度后,形成泡沫含液量就会减少,泡沫反而会变得不稳定。因此,当起泡剂达到一定浓度以后,浓度继续增加对泡沫体积影响不大,泡沫半衰期则随着起泡剂浓度增加而延长,浓度增大有利于增强泡沫稳定性。综合考虑起泡能力、泡沫半衰期、析液半衰期等因素和技术经济效益,推荐起泡剂浓度为 0.3%。

3.1.2 稳泡剂浓度的影响

稳泡剂(SiO₂纳米颗粒 AEROSIL380)浓度对三相泡沫体系性能影响实验结果见表 3。

表 3 泡沫综合指数测试结果
Table 3 Foam composite index test results

起泡剂/ %	起泡体积/ mL	泡沫半衰期/ min	析液半衰期/ s	泡沫综合指数/ (min·mL)
0.05	445	42	478	18 690
0.1	435	48	488	20 880
0.2	450	55	510	24 750
0.3	465	61	503	28 365
0.4	425	67	407	28 475
0.5	410	72	425	29 520

从表 3 可以看出,随稳泡剂浓度增加,起泡体积和析液半衰期呈现“先增后降”变化趋势,泡沫半衰期呈现增加趋势,泡沫体系综合发泡能力逐渐增加,但增加幅度逐渐趋于平缓。在混合液体积和起泡剂浓度为 100 mL 和 0.3% 条件下,当稳泡剂浓度为 0.3% 时,析液半衰期为 503 s,泡沫综合指数达到 28 365 min·mL,泡沫体系具有稳定性和起泡性较好。机理分析认为,在 SiO₂纳米颗粒浓度逐渐增加过程中,吸附在气液界面上纳米颗粒数量逐渐增大,泡沫壁上保护膜厚度逐渐增加,进而达到降低气泡破裂速度和提高泡沫稳定性的目的^[14]。但当 SiO₂纳米颗粒浓度超过 0.3% 后,起泡体积和析液半衰期增速减缓甚至稍有下降。原因分析认为,当大量纳米颗粒附着在泡沫上后,粒径稍大纳米颗粒会因重力作用而脱落。此外,纳米颗粒粒径越大,比表面积越小,纳米颗粒在气液界面上吸附作用减弱,泡沫稳定性呈现略微下降趋势^[15]。从技术经济角度考虑,推荐稳泡剂浓度为 0.3%。

3.2 三相泡沫堵水效果及其影响因素

3.2.1 岩心渗透率级差的影响

岩心渗透率级差对三相泡沫堵水效果影响实验结果见表4。

从表4可以看出,随岩心渗透率级差增加,水驱采收率减小,其中低渗透层受影响程度更大,“方案1-3”、“方案1-2”和“方案1-1”低渗透层水驱采收率

分别为37.06%、16.04%和4.52%。对高渗透层实施堵水后,后续驱油剂转向进入低渗透层,扩大了波及体积,“方案1-3”、“方案1-2”和“方案1-1”低渗透层采收率分别为62.5%、55.61%和51.61%,相对水驱结束时采收率明显提高。

实验过程中模型注入压力、含水率和采收率与PV数关系见图1。

从图1可以看出,随渗透率级差减小即高渗透层渗透率减小,岩心孔隙尺寸减小,泡沫“贾敏效应”增强,因此,注入压力和后续水稳定压力升高,但由于前期水驱采出程度较高,采收率增幅却逐渐减小。分流率实验数据分析表明(图2),随岩心渗透率级差增加,堵水后小层分流率变化幅度增加,三相泡沫堵水和液流转向效果提高。机理分析认为,随岩心渗透率级差增大,高渗层渗透率增加,高渗透层吸入气、液和纳米颗粒量增加,泡沫生成量增加,渗流阻力增加,吸液量减小^[6]。此外,随高渗透层吸入气、液和纳米颗粒量增加,纳米颗粒增加致使气液界保护膜强度增加,提高了泡沫稳定性,后续水驱阶段仍然可以保持良好液流转向效果,致使低渗透层波及体

表4 采收率实验数据
Table 4 Recovery efficiency data

方案编号	小层渗透率K/10 ⁻³ μm ²	含油饱和度, %	采收率, %			
			水驱	堵水	增幅	
方案1-1	高渗层	7302	77.63	65.11	65.77	0.66
	低渗层	499	65.80	4.52	51.61	47.09
	整体		72.98	43.63	60.75	17.12
方案1-2	高渗层	4986	76.54	61.60	62.60	1.00
	低渗层	506	61.44	16.04	55.60	39.56
	整体		70.68	45.67	60.14	14.48
方案1-3	高渗层	2516	75.35	58.17	61.98	3.81
	低渗层	494	64.74	37.06	62.50	25.44
	整体		70.62	49.54	62.19	12.65

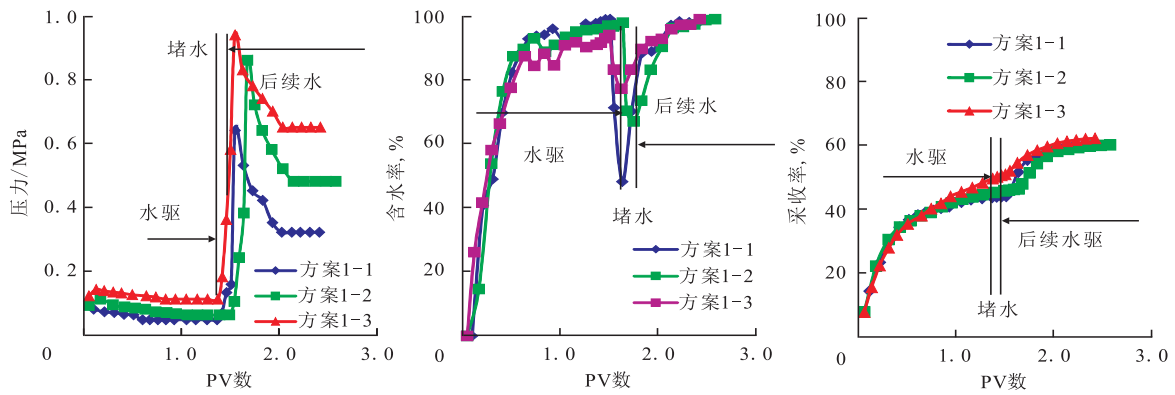


图1 注入压力、含水率和采收率与PV数关系

Fig. 1 Relation between PV and three factors: injection pressure, water content and recovery efficiency

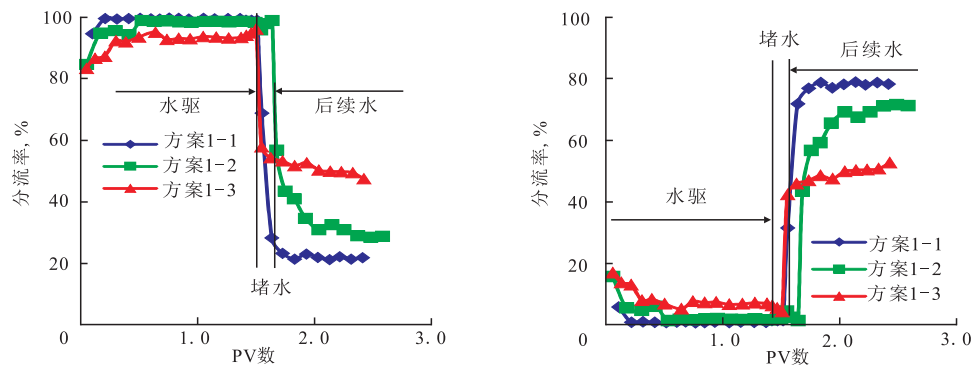


图2 分流率与PV数关系

Fig. 2 Relation between PV and shunt ratio

积增加,采收率提高^[16-18]。

3.2.2 堵水时机的影响

堵水时机对三相泡沫堵水效果影响实验结果见表5。

从表5可以看出,随堵水时机延后即堵水时含水率增加,高渗透层采出程度增加即含油饱和度降低,三相泡沫在高渗透层内起泡和稳泡效果较好,渗流

阻力较大,注入压力较高(图3)。因此,堵水时含水率愈高,泡沫堵水后高渗透层分流率降幅愈大,低渗透层分流率增幅愈大,低渗透层采收率增幅愈大,岩心最终采收率愈高(图4)。

机理分析认为,当岩心含油饱和度较高(注入时机较早)时,起泡剂分子会大量吸附在油水界面,剩余起泡剂浓度难以维持泡沫液膜稳定所需低张力^[19-20]。因此,液膜大量破裂聚并,泡沫稳定性明显下降,难以对高渗层形成有效封堵。

3.2.3 原油黏度的影响

原油黏度对三相泡沫堵水效果影响实验结果见表6。

从表6可以看出,随原油黏度增加,水驱高低渗透层采收率减小,含油饱和度增加,其中低渗透层采收率对原油黏度变化敏感性更强。因此,随原油黏度增加,水驱后剩余油饱和度增加,泡沫起泡和稳泡性能变差,泡沫对高渗层封堵效果降低,液流转向效果变差,低渗透层分流率减小,采收率增幅减小(图5)。

表5 采收率实验数据
Table 5 Recovery efficiency data

方案编号	小层渗透率 $K_f/10^{-3}\mu\text{m}^2$	水驱程度, %	含油饱和度, %	采收率, %		
				水驱	堵水	增幅
方案2-1	高渗层	4 895	74.08	42.94	57.13	14.19
	低渗层	485	40	60.03	2.09	12.98
	整体		68.43	28.54	41.57	13.03
方案2-2	高渗层	4 717	75.17	54.84	60.16	5.33
	低渗层	502	90	59.83	3.86	37.27
	整体		68.87	36.64	51.99	15.35
方案2-3	高渗层	4 986	76.54	61.60	62.60	1.00
	低渗层	506	98	61.44	16.04	55.60
	整体		70.48	45.67	60.14	14.48

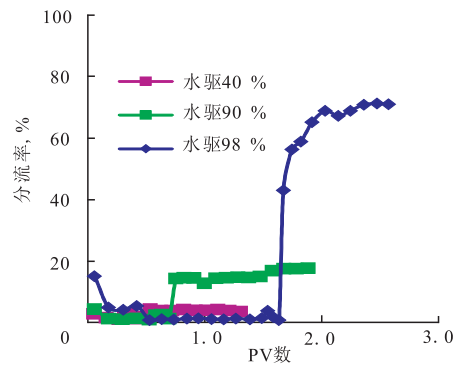
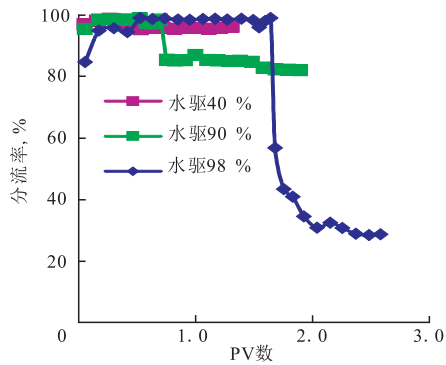


图3 分流率与PV数关系

Fig. 3 Relation between PV and shunt ratio

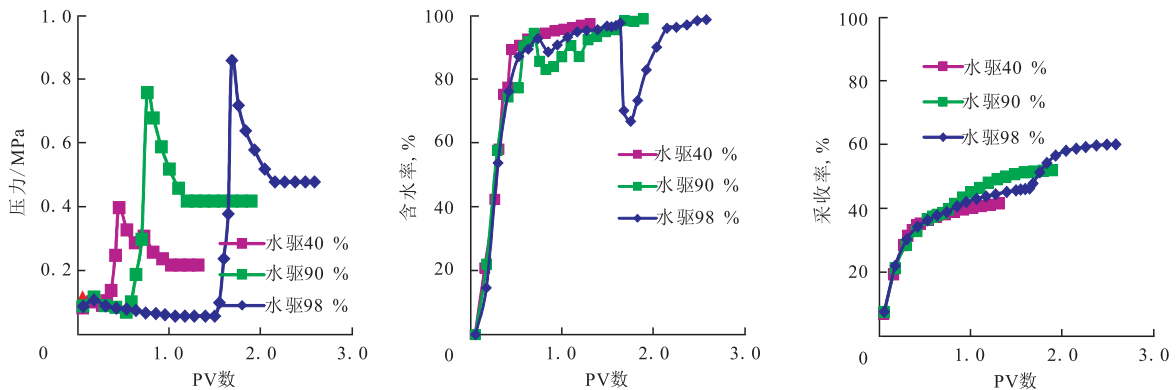


图4 注入压力、含水率和采收率与PV数关系

Fig. 4 Relation between PV and three factors: injection pressure, water content and recovery efficiency

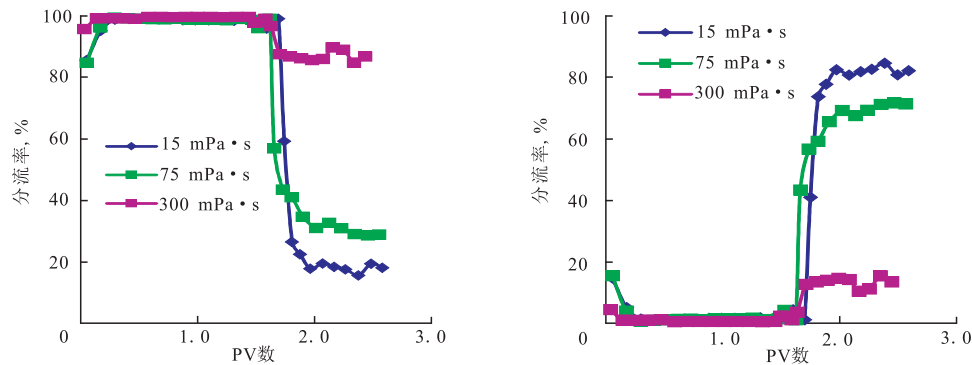


图5 分流率与PV数关系

Fig. 5 Relation between PV and shunt ratio

表6 采收率实验数据

Table 6 Recovery efficiency data

方案 编号	小层渗透率 K_d $10^{-3} \mu\text{m}^2$	原油 黏度/ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	含油 饱和度, %	采收率, %			
				水驱	堵水	增幅	
方案3-1	高渗层	4 995	75.07	66.31	67.59	1.28	
	低渗层	495	15	62.66	12.14	56.31	44.17
	整体			70.27	47.65	63.70	16.06
方案3-2	高渗层	4 986	76.54	61.59	62.59	1.00	
	低渗层	506	75	61.44	10.48	50.04	39.56
	整体			70.48	45.67	60.14	14.48
方案3-3	高渗层	5 146	75.51	58.10	59.03	0.93	
	低渗层	473	300	52.14	5.24	37.47	32.24
	整体			66.39	41.89	52.42	10.53

机理分析表明,起泡剂(表面活性剂)会与原油中含碳有机物反应。当原油黏度较高时,其中重烃和非烃物质含量较高,会大幅度降低泡沫体系中起泡剂含量,导致泡沫稳定性下降,封堵效果变差^[21]。此外,原油黏度较高时,原油渗流阻力较大,原油传输运移难度增加^[21-24]。

4 结论

1) 当起泡剂(PO-FASD)和稳泡剂(SiO_2 纳米颗粒 AEROSIL380)浓度为0.3%左右时,起泡剂和稳泡剂水溶液与氮气可以形成性能优良的三相泡沫体系。

2) 随储层渗透率级差增加,水驱开发效果变差,泡沫堵水增油效果提高。随水驱采出程度增加,泡沫堵水增油效果提高。随原油黏度增加,泡沫堵水增油效果变差。

3) 三相泡沫体系具有良好封堵和液流转向能

力,尤其适合于高含水油藏高渗透层堵水施工。

参考文献

- [1] Lu Xiangguo, Sun Zhe, Zhou Yanxia, et al. Research on configuration of polymer molecular aggregate and its reservoir applicability[J]. Journal of dispersion science and technology, 2016, 37(6): 908-917.
- [2] 张保康,徐国瑞,铁磊磊,等. “堵水+调剖”工艺参数优化和油藏适应性评价——以渤海 SZ36-1 油田为例[J]. 岩性油气藏, 2017, 8(5): 155-159.
- [3] 孙乾,李兆敏,李松岩,等. 纳米 SiO_2 颗粒与 SDS 的协同稳泡性及驱油实验研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2014, 27(6): 36-41.
- [4] 孙乾,李兆敏,李松岩,等. SiO_2 纳米颗粒稳定的泡沫体系驱油性能研究[J]. 中国石油大学学报, 2014, 38(4): 124-130.
- [5] Hasannejada Reza, Pourafshary Peyman, Vatani Ali, et al. 二氧化硅纳米流体在储集层微粒运移控制中的应用[J]. 石油勘探与开发, 2017, 10(5): 1-9.
- [6] Jinxiang Liu, Xiangguo Lu, Shilei Sui. Evaluation, Synthesis and Gelation mechanism of organic chromium[J]. Journal of Applied Polymer Science, 2012, 124(5): 3669-3677.
- [7] 卢祥国,高振环,闫文华. 人造岩心渗透率影响因素试验研究[J]. 大庆石油地质与开发, 1994, 13(4): 53-55.
- [8] 卢祥国,宋合龙,王景盛,等. 石英砂环氧树脂胶结非均质模型制作方法:中国, ZL200510063665.8[P]. 2005-09-07.
- [9] Qian Sun, Zhaomin Li, Jiqian Wang, et al. Aqueous foam stabilized by partially hydrophobic nanoparticles in the presence of surfactant[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering aspects, 2015: 54-64.
- [10] Eric Dickinson, Rammile Ettelaie, Thomas Kostakis, et al. Factors controlling the formation and stability of air bubbles stabilized by partially hydrophobic silica nano-particles[J]. Langmuir 2004, 20: 8517-8525.
- [11] Chongwei Xiao, Suriya N, Balasubramanian, et al. Rheology of

(下转第 82 页)