

克拉玛依油田二元复合驱的配制

李 龙¹, 黄 强¹, 梁金强¹, 唐治国¹, 高 丽²

(1. 中国石油工程设计有限公司新疆设计院, 新疆 克拉玛依 834000;
2. 中国石油大学胜利学院化学化工系, 山东 东营 257061)

摘要:二元复合驱技术作为油田三次采油全新的采油方式对提高老油田采收率具有极为重要的意义。在对三元复合驱地面注入方式研究的基础上, 为保证二元复合驱地面系统的适应性和可靠性, 针对克拉玛依油田七中区二元复合驱地质特点和配方要求, 二元复合驱采用净化后的原油采出水作为溶解液, 充分利用热能, 保证了二元复合驱浓度的准确性, 最大程度降低了聚合物的剪切, 保证了二元复合驱的黏度, 提高了油田三次采油的经济效益。

关键词:二元复合驱; 污水; 界面张力; 黏度

中图分类号: TE39

文献标志码: A

文章编号: 0253-4320(2013)03-0078-03

Preparation of surfactant-polymer flooding in Kelamayi oil field

Li Long¹, HUANG Qiang¹, LIANG Jin-qiang¹, TANG Zhi-guo¹, GAO Li²

(1. China Petroleum Engineering and Design Institute Ltd., Kelamayi 834000, China; 2. Department of Chemistry and Chemical Engineering Shengli College, China University of Petroleum, Dongying 257061, China)

Abstract: Poly-surfactant composite flooding is a new enhanced oil recovery (EOR) technology in the oil field, which has a great significance to enhance oil recovery for the old oil filed. Based on the ground flooding way of ASP, the geological characteristics of even central areas of Kalamay Oil Field and the formulation requirement of SP, the purified produced water from production of crude oil is used as dissolved fluid of SP to ensure the compatibility and reliability for the ground system of SP. It can fully use the heat energy and guarantee the accuracy of the concentration of SP. At the same time, it can greatly reduce the shear property of the polymer and ensure the viscosity requirement of SP, thus greatly enhance the economic benefits of EOR.

Key words: poly-surfactant composite flooding; produced sewage; interfacial tension; viscosity

克拉玛依油田经过 50 年的开发, 油田新增储量的勘探日益困难, 而老区的剩余可采储量较大, 采用常规的水驱采油方式又无法对此部分原油进行有效地开发。目前, 我国三次采油以三元复合驱为主, 该工艺可较大幅度提高油田采收率, 但三元复合驱也带来地面管网及设备结垢、腐蚀严重、采出液处理困难、地面配套系统投资高等一系列问题^[1-4]。二元复合驱是继三元复合驱后进行剩余油挖潜的又一项重要三次采油技术^[5], 可以有效地解决三元复合驱存在的问题, 其配制是二元复合驱重要的环节之一, 对油田三次采油具有深远的意义。

1 地质特点和配方要求

1.1 地质特点

二元复合驱应用于克拉玛依油田七中区油藏东部, 该区块原油酸值低, 地层水矿化度高, 但油藏南北储层物性较差, 非均质性较强, 注采矛盾突出。因此, 无论是流体性质还是油藏物性, 其实施复合驱难度都较大。

1.2 配方要求

(1) 七中区原油物性复杂多变, 不易形成超低界面张力, 应合理筛选表面活性剂, 保证超低界面

张力。

(2) 注入水水源类型多, 矿化度差异大, 复合驱配液水源应合理选择。

(3) 地层水矿化度及二价离子含量高对复合驱不利, 进行复合驱需要用无钙水进行预冲洗。

(4) 低的储层物性使注入的聚合物黏度损失增大, 也可能影响复合驱注入性, 应合理选择聚合物, 保证聚合物的黏度。

2 基础参数

2.1 原油物性

原油物性如表 1 所示。

表 1 七中区原油物性表

项目	参数
原油密度/(g·cm ⁻³)	0.858
凝固点/℃	-20 ~ -4
初馏点/℃	80
含蜡量/%	2.67 ~ 6
酸值/(mg·L ⁻¹)	0.9 ~ 1.2
原油黏度(20℃)/(mPa·s)	80.2
原油黏度(30℃)/(mPa·s)	24.57
原油黏度(40℃)/(mPa·s)	17.85
原油黏度(50℃)/(mPa·s)	15.98

2.2 采出水水质分析

采出水的水质情况如表2所示。

表2 采出水水质分析 mg/L

项目	$\rho(\text{HCO}_3^-)$	$\rho(\text{Ca}^{2+})$	$\rho(\text{Mg}^{2+})$	$\rho(\text{Cl}^-)$	$\rho(\text{SO}_4^{2-})$
质量浓度	2318.1	119.3	18.9	4679.4	158.4
项目	$\rho(\text{K}^+ + \text{Na}^+)$	总矿化度	水质类型	结垢因素	
质量浓度	3812.8	11106.9	重碳酸钠	CaSO_4 、 CaCO_3	

2.3 二元复合驱油剂有关参数

石油磺酸盐产品质量技术指标如表3所示。

表3 石油磺酸盐产品质量技术指标

项目	三元体系	二元体系
	(KPS/聚合物/碳酸钠)	(KPS/聚合物)
外观	棕褐色黏稠液体	棕褐色黏稠液体
pH	7.0 ~ 10.0	7.0 ~ 10.0
溶解时间(25℃)/min	<30	<30
耐盐性(25℃)/%	>2.0	>2.0
活性物质量分数/%	(20 ± 5.0)	(20 ± 5.0)
未磺化油质量分数/%	<2.0	<2.0
无机盐质量分数/%	<2.0	<2.0
平均相对分子质量	500 ~ 650	480 ~ 550
界面张力/(mN·m ⁻¹)	<8.0 × 10 ⁻³	<5.0 × 10 ⁻³
黏度(5℃)/(mPa·s)	<200	<200

注:配制溶液用水为七中区复合驱配液用水,测定界面张力用油为七中区复合驱试验区原油。

2.4 二元复合驱段塞设计

根据七中区油藏流体性质,通过大量筛选及物

表5 七中区二元复合驱配液水质指标

控制指标名称	悬浮固体质量浓度/(mg·L ⁻¹)	悬浮物颗粒直径/μm	硫化物质量浓度/(mg·L ⁻¹)	总铁质量浓度/(mg·L ⁻¹)	含油质量浓度/(mg·L ⁻¹)	SRB/(个·mL ⁻¹)	TGB/(个·mL ⁻¹)	铁细菌/(个·mL ⁻¹)	平均腐蚀率/(mm·a ⁻¹)
注入水	<5.0	<5.0	2.0	—	<5.0	<10	<10 ³	<10 ³	<0.076
配液水	<5.0	<5.0	检不出	检不出	<5.0	<10	<10 ³	<10 ³	<0.076

注:注入水为六九区污水,污水经过曝氧、降温(小于60℃)、过滤处理,总矿化度在3 000 mg/L。

3.2 供水水质参数

七中区注入水质分析结果如表6所示。

表6 七中区注入水质分析结果 (mg/L)

分析项目	七中区	六九区	81#站	二中区
	淡水	稠油污水	稀油污水	淡水
$\rho(\text{HCO}_3^-)$	145.15	762.75	1499.74	152.55
$\rho(\text{Cl}^-)$	39.10	1063.59	5445.67	6.00
$\rho(\text{SO}_4^{2-})$	93.14	114.10	49.64	134.56
$\rho(\text{Ca}^{2+})$	51.90	28.06	114.18	67.13

理模拟试验评价,确定了二元复合驱(SP即表面活性剂/聚合物)配方方案。共设计4个段塞,各段塞参数见表4。

表4 七中区复合驱段塞设计

段塞名称及顺序	化学剂	质量分数/%	黏度/(mPa·s)	界面张力/(mN·m ⁻¹)	水质类型
前源水驱(A段塞)	六九区污水与81#站3:1混合水(水温在40℃左右)				
前置段塞(B段塞0.05 pv)	KB2 聚合物	0.15 ~ 0.2	45 ~ 75	—	六九区污水
主段塞(C段塞0.5 pv)	表面活性剂	0.3 ~ 0.35	25 ~ 50	≤5 × 10 ⁻³	六九区污水
	KB2 聚合物	0.1 ~ 0.15			
保护段(D段塞0.15 pv)	KB2 聚合物	0.1 ~ 0.15	20 ~ 45	—	六九区污水

注:后续注水:六九区污水(小于60℃)正常注水。

注水达到采出液含水95%进行段塞注入,前置段塞阶段注化学剂(聚合物),注入量为12.3 × 10⁴ m³;主段塞阶段注化学剂(聚合物+表面活性剂),注入量为12.28 × 10⁴ m³;保护段塞阶段注化学剂(聚合物),注入量为36.8 × 10⁴ m³,后续注水阶段,采出液含水达到95%。

3 二元复合驱的配制

3.1 复配液水质指标

七中区二元复合驱配液水质指标如表5所示。

$\rho(\text{Mg}^{2+})$	7.26	19.30	14.29	11.54
$\rho(\text{K}^+ + \text{Na}^+)$	51.38	1023.27	4252.77	52.90
矿化度	315.35	2708.01	11009.31	387.40

由于二元体系中无碳酸钠,水中存在少量二价离子不会对二元体系注入性产生大的影响,所以对配液用水没有提出脱钙要求。

由于六九区污水温度较高,过高的温度会降低聚合物溶液黏度,聚合物溶液黏度与水温的关系如

图 1 所示。

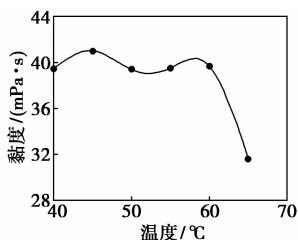


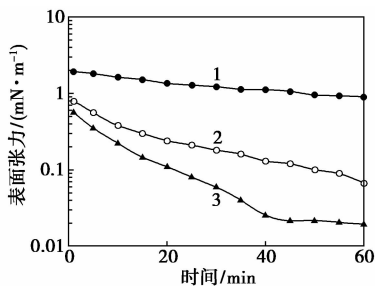
图 1 聚合物溶液黏度与水温的关系

从图 1 可以看出,当配液水温度高于 60℃ 时,聚合物溶液黏度会急速降低。因此,若采用六九区污水配液,水温必须降至 60℃ 以下。由于硫化氢对聚合物黏度影响较大,对于含有硫化氢的油田污水,应先对其进行处理,处理后水质达到二元复合驱配液水质质量标准方可配液。

3.3 复配液的确定

利用现场能够提供的水质开展配比研究,从保持二元体系具有较高的黏度考虑,要求水质矿化度不能太高;体系应具备较低的界面张力,要求水质应具有一定的矿化度但水中二价离子质量浓度不能太高。综合以上两方面因素,对现场能够提供的水质配液的可行性进行了分析评价。

分别采用清水、六九区污水以及六九区与 81# 站混合水进行配液,配制的二元体系界面张力随时间的变化关系如图 2 所示。

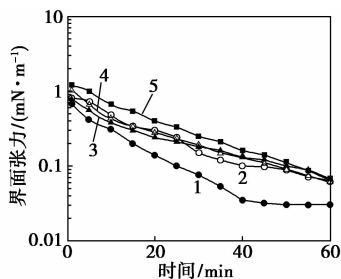


1—清水;2—六九区:81#站=3:1;3—六九区污水

图 2 不同水质配液的界面张力

由图 2 可见,由于清水矿化度过低,配制的二元体系界面张力很高;六九区污水具有一定的矿化度,并且,水中二价离子质量浓度较低,对形成低界面张力较为有利,因此,六九区污水配制的二元体系界面张力较低;六九区与 81# 站混合水配制的二元体系界面张力介于清水和六九区污水配制的二元体系界面张力之间。

采用六九区污水以及六九区和 81# 站不同比例的混合水配制二元体系,测定所配制的体系界面张力随时间的变化关系,具体如图 3 所示。

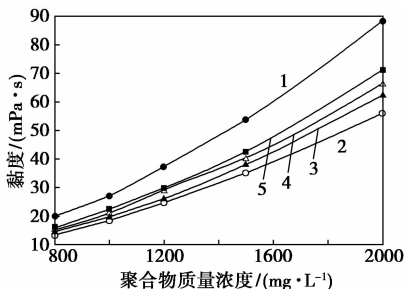


1—六九区污水;2—六九区:81#站=4:1;3—六九区:81#站=3:1; 4—六九区:81#站=2:1;5—六九区:81#站=1:1

图 3 六九区与 81# 站不同比例混合后体系的界面张力

由于 81# 站污水矿化度及二价离子质量浓度较高,其对二元体系的界面张力是不利的。利用六九区与 81# 站混合水提高了水质矿化度,对降低界面张力有利;由于水中二价离子质量浓度的增加,对降低界面张力是不利的。

采用六九区污水以及六九区和 81# 站不同比例的混合水配制二元体系,测定所配制的体系黏度随聚合物质量浓度的变化关系,具体如图 4 所示。



1—六九区污水;2—六九区:81#站=4:1;3—六九区:81#站=3:1; 4—六九区:81#站=2:1;5—六九区:81#站=1:1

图 4 不同污水配制二元体系黏度

由 4 图可知,随着聚合物质量浓度的升高,体系黏度逐渐上升。六九区污水配制的体系黏度较高;随着体系中 81# 站污水比例的增加,二元体系黏度也降低。

综上所述,水质矿化度的提高有利于降低体系界面张力;随着六九区污水比例的增加,体系黏度增加,综合界面张力与黏度指标,选择六九区污水作为二元体系的复配液。采用六九区污水作为复配液配制的二元复合驱应用于克拉玛依油田七中区,注入质量浓度为 1 800 mg/L,石油采收率提高 24.6%。

4 结论

从二元复合驱界面张力测定结果与黏度测定结果可得:随着六九区污水比例的增加,体系黏度增加,

(下转第 82 页)

续表

氢源	体积分数/%						温度/℃	压力/MPa
	H ₂	CH ₄	CO	N ₂	H ₂ O	H ₂ S		
渣油加氢干气	45 ~ 55	10 ~ 30	—	—	—	0.5 ~ 5	40 ~ 60	3 ~ 6
加氢裂化干气	30 ~ 65	10 ~ 25	0	0 ~ 15	—	~ 0.1	50 ~ 60	1 ~ 1.5
加氢裂化弛放气	75 ~ 95	0.5 ~ 10	—	0 ~ 2	—	~ 0.05	50 ~ 60	10 ~ 15
蜡油加氢弛放气	75 ~ 85	0 ~ 15	—	—	—	0.1 ~ 1	40 ~ 60	6 ~ 10
渣油加氢弛放气	85 ~ 90	5 ~ 10	—	—	—	0.5 ~ 2	40 ~ 60	10 ~ 15

CO、N₂、H₂S,干气中含有较高的 CH₄,加氢弛放气含有一定的 H₂。组成差异较大的不同气源中均富集氢资源,为氢气的有效利用提供了可能。结合不同净化提浓工艺的特点,氢阱对氢流的质量要求以及氢源的组成、流量、压力、温度等因素,选择适宜的提浓工艺对低体积分数氢源进行提浓利用,可以有效降低氢耗。

2 氢气回收工艺

低体积分数含氢气体的来源面广点多,组成差异较大,其中所含的 H₂S、CO 等杂质对氢气提浓单元的分离效果、运行周期和氢阱加氢效果影响较大,为保障提浓单元的有效安全生产,原料气必须预净化。根据变温吸附(TSA)、变压吸附(PSA)、深冷分离和膜分离等提浓单元对原料气的组成、温度、压力的要求不同,确定有效的提浓单元,以期降低提浓费用。

2.1 TSA

通过调节温度来改变平衡吸附量的气体分离单元即 TSA。为保障吸附解吸的有效进行,吸附剂、容器、管道、保温层等都需间歇循环冷却、加热,热源和冷源的投资较大。频繁的温度变化产生的热应力易使吸附剂破碎,床层压降增加,吸附剂寿命缩短。TSA 吸附剂的导热系数小,温度调节过程缓慢,生产工时长,生产能力受限。不同组分通过 TSA 分离时的饱和和吸附量随原料气中 CO、H₂O、H₂S 等极性杂质体积分数的增加而降低,且饱和和吸附量间的差异

变少,分离难度受限,提浓氢气的作用减弱,故 TSA 常用于杂质体积分数较低的原料氢的提浓。另外吸附剂高温时的吸附量小,高压气体的饱和和吸附量间差异小且高温气体的热容变大,使中高压、高温气体应用 TSA 提浓的经济性受限。

2.2 PSA

利用压力变化实现气体组分选择性吸附分离的 PSA 工艺最早工业应用于纯化氢气。PSA 工艺由于压力调节灵敏,使再生速度大大提高,属节能型气体分离技术,工艺条件易实现,维修简单,操作条件缓和,能耗低,无污染。采用多孔固体吸附剂对气体分子进行物理吸附时,由于组分间吸附量的变化受压力影响显著不同且组分吸附量高低受杂质影响下,体系的分离精度较高,可一步除去所有杂质并获得高体积分数的氢,提浓后的氢气体积分数可达 99% ~ 99.999%。为提高吸附剂的吸附容量和氢气的体积分数,一般要求进料压力 > 1.5 MPa,体积分数 > 50%。PSA 的压降损失小,提浓前后压力基本稳定,氢回收率最大达 85%,但固定投资、占地面积相对较大。鉴于 PSA 的灵活性,可根据氢阱要求调节吸附解吸压力使氢的体积分数、回收率优化控制,用于大部分含氢气体的提浓。对杂质体积分数较高、中压含氢气体的提浓应用前景好。

2.3 深冷分离

利用相对挥发度的差异,通过气体膨胀制冷、精馏实现氢气提浓的深冷分离法是氢提浓的最早工艺。受 H₂ 临界温度的限制,当原料气中氢量过高时,

(上接第 80 页)

界面张力降低。综合界面张力与黏度指标,选择二元体系用六九区污水进行配液,降低了体系界面张力,保证了体系黏度,提高了油田采收率。

参考文献

[1] 董玲,张群志,李织宏,等.表面活性剂-聚合物二元复合体系评价指标探讨[J].油气地质与采收率,2011,18(2):52-54.

[2] 李朝霞,张新春,刘仁强,等.无碱二元体系提高采收率研究[J].新疆石油地质,2009,30(2):241-243.

[3] 刘义刚,卢琼,王江红,等.锦州 9-3 油田二元复合驱提高采收率研究[J].油气地质与采收率,2009,16(4):68-70,73.

[4] 赵长久,李新峰,周淑华.大庆油区三元复合驱矿场结垢状况分析[J].油气地质与采收率,2006,13(4):93-95.

[5] 吕鑫,张健,姜伟.聚合物/表面活性剂二元复合驱研究进展[J].西南石油大学学报:自然科学版,2008,30(3):127-130. ■