

产水气井高效廉价排水采气技术的研究与应用

郭东红^{1,2*}, 杨晓鹏^{1,2}, 孙建峰^{1,2}, 崔晓东^{1,2}, 侯庆锋^{1,2}

(1. 中国石油勘探开发研究院油田化学研究所, 北京 100083;
2. 中国石油天然气集团公司油田化学重点实验室, 北京 100083)

摘要:为解决苏里格气田不断出现的井筒积液难题,根据其气藏特点,研制出一种新的高效廉价泡排剂配方体系 KPJ-15。测试结果表明,在煤油质量分数为 0~15%、矿化度为 30 000 mg/L 的条件下,KPJ-15 体系的起始发泡量、析液半衰期以及携液量均高于现场用泡排剂。泡排现场试验结果表明,KPJ-15 泡排剂体系具有较好的排液和增产效果。

关键词:气井积液;泡沫排水剂;发泡性能;析液半衰期;现场应用

中图分类号:TE377

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2018)10-0137-03

DOI:10.16606/j.cnki.issn 0253-4320.2018.10.030

Research and application of efficient and economic draining and gas-recovery technique for water-producing natural gas well

GUO Dong-hong^{1,2*}, YANG Xiao-peng^{1,2}, SUN Jian-feng^{1,2}, CUI Xiao-dong^{1,2}, HOU Qing-feng^{1,2}

(1. Oilfield Chemistry Department, Research Institute of Petroleum Exploration & Development of PetroChina, Beijing 100083, China; 2. CNPC Key Laboratory of Oilfield Chemistry, Beijing 100083, China)

Abstract: In order to solve the problem of wellbore liquid accumulation in Sulige gas field, a new, efficient and cheap foam draining agent KPJ-15 is prepared according to the characteristics of gas reservoir. The test results reveal that initial foaming volume, half-life of drainage and liquid-carrying amount of KPJ-15 are far higher than those of present foam draining agents under conditions that the concentration of kerosene is in the range of 0%–15% and the salinity is 30 000 mg·L⁻¹. Preliminary spot tests verify that foam draining agent KPJ-15 achieves good results of drainage effect and can increase gas production.

Key words: liquid accumulation in gas wellbore; foam draining agent; foaming performance; half-life for drainage; field application

在含水气藏开发过程中由于边、底水的推进以及压裂、酸化等作业措施,气井井筒内不断积水,造成“气井积液”,气井积液对气井特别是中后期低压气井的生产和寿命产生极大的负面影响。为了保证气井的正常生产,必须及时有效地排出井底积液。及时有效地排液是保持气井产能和提高气藏开发效果的关键^[1-2]。

多数气井在正常生产时的流态为环雾流,液体以液滴的形式由气体携带到地面,气体呈连续相,而液体成非连续相。当气相流速太低,不能提供足够的能量使井筒中的液体连续流出井口时,液体将与气流呈反方向流动并积存于井底,气井中将出现积液^[3]。针对气井井筒积液现状,重点开展了泡沫排水、速度管柱、柱塞气举、气举复产等多项排水采气工艺研究及试验。泡沫排水采气技术因其适应性强、不影响气井正常生产等特点,在国内外气田排水采气工艺中应用比例占 90% 以上。泡排技术也是

长庆苏里格气田排水采气的主体技术,所有气井均需经历泡排阶段,气田稳产阶段泡排剂消耗量巨大。

苏里格气田的气藏条件:气层段温度为 100~115℃,平均在 110℃;地层水矿化度平均在 3×10⁴ mg/L;凝析油质量分数为 2%~15%,大部分在 10% 左右。在高温、高盐以及含凝析油的条件下,采用目前现场用泡排剂过程中主要存在措施成本高、工艺措施效率低,因此急需研发廉价、高效的泡排剂配方体系。因此,笔者研究了一种新的泡排剂配方体系,即提高泡排剂的应用性能,又降低了泡排剂的生产成本。

1 泡沫排水采气化学剂配方的研制与性能评价

1.1 泡沫排水采气化学剂配方的研制

通过室内探索试验,在高温、含盐以及含凝析油条件下,能够形成稳定泡沫的化学体系一般包含磺

收稿日期:2018-01-29;修回日期:2018-08-13

基金项目:中国石油勘探与生产分公司资助项目“排水采气化学剂的研究与应用”(2012kt302)

作者简介:郭东红(1965-),男,博士,高级工程师,研究方向为油气开采用表面活性剂,通讯联系人,gdh@petrochina.com.cn。

酸基结构(耐温)、硫酸酯基结构、羟乙基结构以及两性甜菜碱结构(耐矿化度)、氟碳链类结构(抗油基团),其中抗凝析油组分氟碳表面活性剂的制备与筛选是关键,因此室内重点开展了泡排剂抗凝析油组分氟碳表面活性剂的制备与筛选(实验过程中以航空煤油模拟现场凝析油)。

常规表面活性剂 C—H 键被 C—F 键取代,成为氟碳表面活性剂。由于 C—H 键极性高,C—F 键极性低,使得常规表面活性剂既亲水又亲油,氟碳表面活性剂既不亲水也不亲油,而是强烈倾向分布于油水界面或溶液表面,显著降低溶液表面张力^[4]。在油水气同时存在情况下,普通表面活性剂分子由于即亲水又亲油更易向油水界面迁移,而氟碳表面活性剂分子在油水界面的分布处于高压压缩和高张力状态更倾向于分布在气水界面,更容易形成较稳定的泡沫,因而具有较好的抗油性。由于氟碳表面活性剂结构上的特殊性,合成过程较复杂,制备工艺成本高,选择合适的制备路线降低生产成本是关键。基于上述思路,室内设计合成并筛选出氟碳类表面活性剂 FT-7。在上述制备与筛选的基础上,通过正交试验把耐温、耐盐以及抗油组分进行组合,通过不同表面活性剂间的协同作用,提高了体系的耐温、耐盐和抗油性能,并优化出泡排剂配方 KPJ-15。

1.2 泡沫排水采气化学剂配方的性能评价

泡排剂性能评价主要设备有:WARING 搅拌器,美国 WARING 公司生产;携液量测试装置,参照石油天然气行业标准 SY/T 6465—2000 实验室自行安装。泡排剂样品的性能评价条件是:所有泡排剂样品进行性能测试前均在气藏温度 110℃ 下老化 12 h,配制泡排剂样品模拟水矿化度为 30 000 mg/L,除非特别指明,各项性能指标均是指在上述条件下的测试结果。以航空煤油模拟气井中的凝析油。

利用 Waring 搅拌法测定不同使用浓度情况下 KPJ-15 泡排剂配方体系的起始发泡量和析液半衰期,利用自制的携液量测试装置测定了不同情况下的携液量,并和现场用泡排剂进行对比,结果如图 1~图 6 所示。可以看出,在煤油质量分数为 0%~15% 的区间内,当泡排剂的质量分数在 0.8%~1.2% 范围内,KPJ-15 泡排剂配方体系的起始发泡量和析液半衰期均明显高于现场用泡排剂。当泡排剂质量分数在 0.4%~1.2% 范围内,KPJ-15 泡排剂配方体系的携液率均好于现场用泡排剂。另外,从原料成本和生产过程综合考虑,KPJ-15 的生产成本要比现场用剂降低 15% 以上。

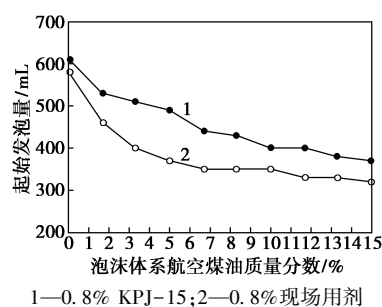


图 1 0.8% 泡排剂起始发泡量随航煤量的变化

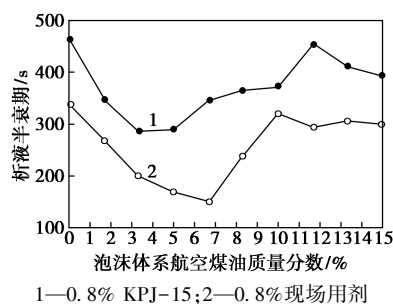


图 2 0.8% 泡排剂析液半衰期随航煤量的变化

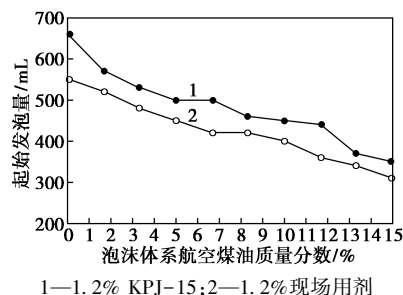


图 3 1.2% 泡排剂起始发泡量随航煤量的变化

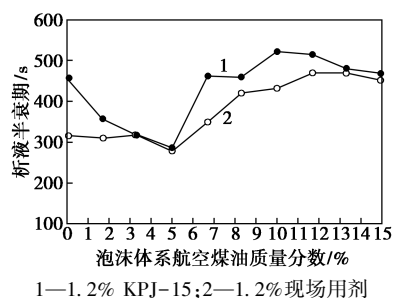


图 4 1.2% 泡排剂析液半衰期随航煤量的变化

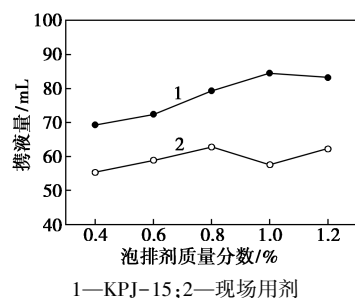


图 5 5% 煤油时 2 种泡排剂携液量对比

注:气体流量为 5 L/min,反应时间为 15 min,矿化度为 3 000 mg/L,煤油质量分数为 15%。

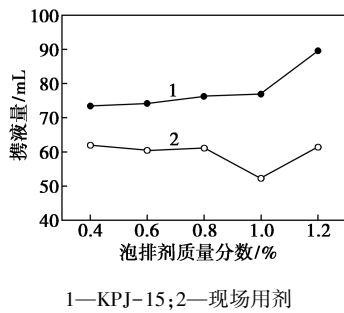


图6 15%煤油时2种泡排剂携液量对比
注:气体流量为5 L/min,反应时间为15 min,矿化度为3 000 mg/L,煤油质量分数为5%。

2 泡排现场试验与效果分析

气井积液后,井筒积液液柱产生的附加回压限制了井底储层天然气的产出,由积液高度变化引起的压力波动会反映在采气曲线上,因此,利用生产曲线判断井筒是否出现积液较为直接方便,一般以套压出现锯齿形波动或持续升高以及产气量波动明显作为现场试验选井的重要依据。

实例1:苏54-20-86。该井于2015年9月投产,投产后套压缓慢下降,产气量波动明显,说明有轻度积液。2016年3月24日首次开展泡排,加注制度1次/3 d。先后使用现场药剂和KPJ-15,试验结果如图7、图8所示。由图7和图8可以看出,应用KPJ-15泡排后气井油套压差明显降低,平均日

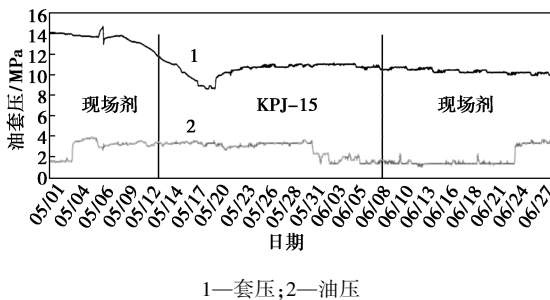


图7 2016年苏54-20-86泡排试验期间油套压的变化

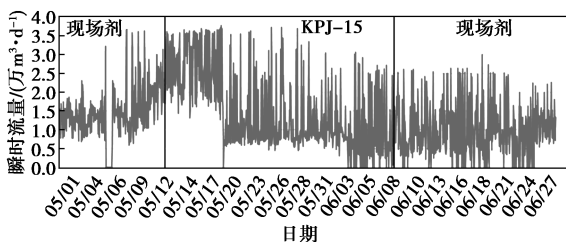


图8 2016年苏54-20-86泡排试验期间瞬时光流量的变化

产气量提高,积液排除情况良好,整体效果好于现场泡排剂。

实例2:苏120-41-78井。该井于2012年6月投产,投产后套压平缓下降,产气量持续下降,判断是投产后即开始积液。2016年6月开始泡排,试验结果如图9所示。由图9可以看出,利用KPJ-15泡排后,油套压差大幅减小,产气量成倍增加,泡排效果明显。

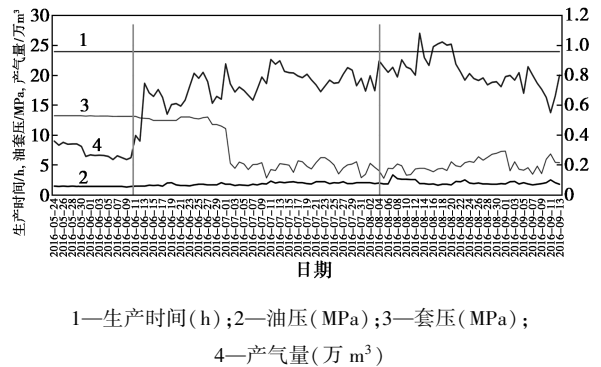


图9 2016年苏120-41-78泡排试验期间生产动态变化

2014~2016年利用KPJ-15泡排剂在苏里格不同气区成功开展了168口井的泡排现场试验,取得明显效果。单井日产气量显著增加,气井油套压差明显降低。基于KPJ-15泡排剂具有性能可靠、适应性强、操作简单以及低成本等特点,有望成为苏里格气田未来泡沫排水技术的候选药剂。

3 结论

- (1) 研制出KPJ-15泡排剂配方体系,各项性能指标优于现场用泡排剂,并且生产成本明显降低。
- (2) 利用KPJ-15泡排剂在苏里格气田共开展168口井的泡排现场试验,单井日产气量显著增加,气井油套压差明显降低。表明KPJ-15泡排剂对于苏里格气田不同气井具有较好的普适性。

参考文献

- [1] 杨旭东,于志刚,肖述琴,等.苏里格气田井下节流气井积液规律研究[J].石油机械,2013,41(9):105-107.
- [2] 余淑明,田建峰.苏里格气田排水采气工艺技术研究与应用[J].钻采工艺,2012,35(3):40-43.
- [3] 胡世强,刘建仪,车朝山,等.气井泡沫排水采气的动态实验分析[J].天然气工业,2008,28(12):83-85.
- [4] 张昱,张永明.非离子型氟碳表面活性剂的合成与表面性能[J].现代化工,2011,31(4):49-52. ■