文章编号:1000-4092(2020)01-062-05

# 气藏污水回注井表面活性剂降压增注技术*

郭程飞[1,2,3],蒋光迹[1],韩静静[1],郭现红[4]

(1. 中国石化中原油田普光分公司采气厂,四川 达州 636156;2. 成都理工大学能源学院,四川 成都 610059;3. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(成都理工大学),四川 成都 610059;4. 中国石化中原油田勘探开发研究院,河南 濮阳 457001)

**摘要**:针对气藏污水回注井回注压力升高、回注能力降低的生产问题,根据油藏注水井表面活性剂降压增注的技术思路,开展气藏回注井储层条件下的降压增注技术研究。通过考察表面活性剂和回注水的配伍性及润湿反转能力,优选了杂双子表面活性剂ZS-11,并采用该表面活性剂进一步开展相渗实验和降压增注实验。研究结果表明,杂双子表面活性剂ZS-11在高温(130℃)、高矿化度(80000 mg/L)回注储层条件下,具有配伍性好、润湿反转能力强的特点,可将岩心润湿性由亲水向中性润湿转变。驱替实验结果表明,杂双子表面活性剂ZS-11溶液(有效物含量0.2%)能使水测渗透率分别为$1.42\times10^{-3}$、$1.78\times10^{-3}$、$5.27\times10^{-3}$、$10.53\times10^{-3}$ μm²的岩心的液相相对渗透率提高21.2%～52.8%,气液两相渗流区间增大9.3%、等渗点饱和度降低3.3%～6.2%,特别对低渗岩心降压效果更为明显,降压幅度达到41.0%。实验结果为解决气藏污水回注压力高的生产问题供新思路及方法。图6表2参17

**关键词**:污水回注井;表面活性剂;降压增注;润湿性;相对渗透率

**中图分类号**:TE348 **文献标识码**:A **DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.01.012

## 0 前言

四川盆地川东北某碳酸盐岩气藏的生产污水采用同层回注方式进行回注,随着污水累积回注量的增加,回注井的回注压力升高并达到注水泵压力上限[1-2]。现场采用酸化措施取得一定效果,大部分回注井回注能力提高、回注压力降低。但是,酸化措施有效期短,并且部分储层因酸敏效应,酸化效果不佳[3-5]。

表面活性剂降压增注技术主要解决低渗透油藏注水井欠注问题[6-8],该技术通过改变亲水或强亲水岩石的润湿性、减小油水界面张力、抑制黏土矿物水化膨胀[9-13]等作用机理,降低岩石孔隙表面束缚水水膜厚度、增大水相相对渗透率,达到增加注入水的可注性和降低注入压力的效果,使注水井满足地质配注要求[14-17]。表面活性剂降压增注技术在气藏生产污水回注井中的应用尚未见相关报道。本文针对碳酸盐岩气藏回注井回注能力不足、回注压力升高的现状,通过实验优选具有耐温(储层温度≥130℃)、抗盐(矿化度≥80000 mg/L)、润湿反转能力强的杂双子表面活性剂,采用岩心驱替实验研究注表面活性剂前后气液两相渗流规律以及降压增注效果,形成适用于回注井储层条件的表面活性剂降压增注技术,为解决回注站注水压力高、回注能力不足提供新思路及方法。

## 1 实验部分

### 1.1 材料与仪器

表面活性剂XH207A、XH207B、XH207C,工业级,成都华阳兴化化工厂;杂双子表面活性剂ZS-11、表面活性剂ZP-3、甜菜碱BS-12、改性甜菜碱TCJ-2,工业级,中原油田;十六烷基三甲基溴化铵、

* **收稿日期**:2019-04-25;**修回日期**:2019-08-16。

**基金项目**:国家科技重大专项课题"深层礁滩相高含硫气藏稳产技术政策"(项目编号2016ZX05017-001)。

**作者简介**:郭程飞(1989–),男,工程师,成都理工大学油气田开发工程专业在读博士研究生(2018–),从事油气藏开发管理与研究工作,通讯地址:636156 四川省达州市宣汉县土主镇105生产管理中心,E-mail:1029404819@qq.com。

十二烷基三甲基氯化铵、十二烷基三甲基氯化铵,分析纯,成都市科隆化学品有限公司。实验用水为现场实际回注水和模拟回注水,矿化度$8\times10^4$ mg·$L^{-1}$,主要离子质量浓度(单位mg·$L^{-1}$)为:$Na^+$+$K^+$ 28270、$Ca^{2+}$ 742、$Mg^{2+}$ 473、$Cl^-$ 39472、$SO_4^{2-}$ 2542、$HCO_3^-$ 8500。实验用空气代替实际天然气,成都天源气体制造有限公司。岩心薄片,为亲水的碳酸盐岩,厚度10 mm、直径25.4 mm。岩样为研究区飞仙关组地层取心井的岩心,与回注井层位相同,直径25.4 mm、长度65 mm,水测渗透率分别为$1.42\times10^{-3}$、$1.78\times10^{-3}$、$5.27\times10^{-3}$、$10.53\times10^{-3}$ μ$m^2$。

DSA-25型光学接触角测试仪,德国Krüss公司。驱替实验装置包括岩心夹持器、平流泵、中间容器、六通阀、压力表、管线等,海安石油科研仪器有限公司。

### 1.2　实验方法

(1)表面活性剂配伍性评价

采用现场回注水配制各类表面活性剂溶液,倒入玻璃试管中密封,然后置于130℃恒温烘箱中静置老化24 h,常温条件下观察溶液澄清透明情况,判断表面活性剂与回注水的配伍性。

(2)表面活性剂润湿反转能力评价

参照中国石油天然气行业标准SY/T 5153—2017《油藏岩石润湿性测定方法》,采用现场回注水配制有效物含量为0.2%的表面活性剂溶液,分别在20℃、130℃以及150℃条件下将岩心薄片浸泡在表面活性剂溶液中24 h后取出、烘干,然后在对应温度条件下采用DSA-25光学接触角测试仪测试现场回注水在岩心薄片上的接触角。

(3)相渗实验

按照中国石油天然气行业标准SY/T 5345—2012《岩石中两相流体相对渗透率测定方法》,采用非稳态法测定气液两相的相对渗透率。先将4只不同渗透率的岩心饱和液相,再使用气相以泵速10 mL·$min^{-1}$驱替岩心至束缚水状态,再用液相以泵速0.2 mL·$min^{-1}$驱替岩心至残余气状态,记录各个时刻的驱替压力、产水量及产气量,按达西渗流公式处理数据。液相为模拟回注水及其配制的表面活性剂溶液(有效物含量0.2%),气相为空气,实验温度130℃,岩心出口端1个大气压力,围压为1.0 MPa。

(4)表面活性剂降压增注实验

将岩心清洗、烘干后饱和模拟地层水;先用空气以泵速10 mL·$min^{-1}$驱替岩心至束缚水状态;再用模拟回注水以泵速0.2 mL·$min^{-1}$驱替至残余气状态;然后以相同泵速注入1.5 PV表面活性剂溶液(有效物含量0.2%)后静置24 h;后续水驱。分别记录各个时刻的驱替压力。实验温度130℃,岩心出口端1个大气压力,围压1.0 MPa。

## 2　结果与讨论

### 2.1　表面活性剂与回注水的配伍性

在室内温度(20℃)、储层温度(130℃)下,使用实际回注水分别配制不同浓度的10种耐温抗盐型表面活性剂溶液,根据溶解情况判断表面活性剂与回注水的配伍性,结果如表1所示。由表1可知,甜菜碱BS-12、杂双子表面活性剂ZS-11、表面活性剂ZP-3、十六烷基三甲基溴化铵和十二烷基三甲基氯化铵等5种表面活性剂,在不同温度及浓度条件下与回注水的配伍性均良好。

### 2.2　表面活性剂的润湿反转能力

回注层的岩性为亲水的碳酸盐岩,回注水注入储层后,在毛管力的作用下,将在孔隙表面形成束缚水水膜,水膜降低液相的渗流能力,并且水膜的厚度与亲水性正相关,即亲水性越强水膜厚度越大[14],对渗流影响越大。在不同温度下,现场回注水在经不同表面活性剂溶液处理过的岩心薄片上的接触角见表2。由表2可知,在同一温度下,5种表面活性剂均不同程度地改变了碳酸盐岩薄片的润湿性,其中,杂双子表面活性剂ZS-11对岩心地润湿反转能力最强,可使岩心薄片由亲水转变为中性润湿,而润湿性越接近中性润湿,毛管力对流体渗流的影响越小。此外,表面活性剂的润湿反转能力随温度的增加而减弱。不过,杂双子表面活性剂ZS-11具备良好的抗温耐盐性,其分子结构上存在多个亲水基和亲油基,即使温度超过130℃,现场回注水在经ZS-11溶液处理过的岩心薄片上的接触角仍大于80°,说明表面活性剂ZS-11的润湿反转能力强。因此,综合表面活性剂与回注水的配伍性和润湿反转能力,确定采用杂双子表面活性剂ZS-11进一步开展岩心驱替实验。

表1 不同温度、浓度条件下表面活性剂与回注水的配伍性

| 表面活性剂 | 20℃,不同质量分数下的配伍性 | | | | | 130℃老化后,不同质量分数下的配伍性 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 0.1% | 0.2% | 0.3% | 5% | 8% | 0.1% | 0.2% | 0.3% | 5% | 8% |
| XH207A | + | + | + | — | — | + | — | — | — | — |
| XH207B | + | + | + | — | — | + | — | — | — | — |
| XH207C | + | + | + | — | — | + | — | — | — | — |
| 甜菜碱BS-12 | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + |
| 杂双子表面活性剂ZS-11 | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + |
| 表面活性剂ZP-3 | + | + | + | + | — | + | + | + | + | — |
| 十六烷基三甲基溴化铵 | + | + | + | + | + | — | — | — | — | — |
| 改性甜菜碱TCJ-2 | + | + | + | + | — | + | + | + | — | — |
| 十二烷基苯磺酸钠 | + | + | + | — | — | + | + | + | + | — |
| 十二烷基三甲基氯化铵 | + | + | + | + | + | + | + | + | + | + |

注:“+”表示溶液澄清透明,“—”表示溶液浑浊、不透明或有不溶物。

### 2.3 表面活性剂对气液相渗流的影响

不同渗透率的岩心注表面活性剂前后气液两相渗流曲线见图1。由图1可知,不同渗透率的岩心注表面活性剂前后气液两相渗流曲线形态及变化规律大致相同。整体规律上来看,当含水饱和度为30%～70%时,注表面活性剂溶液的液相相对渗透率较注模拟回注水的提高了21.2%～52.8%,气相相对渗透率提高了3%～18%,表明杂双子表面活性剂ZS-11能减小气液两相渗流阻力,特别对液相渗流阻力的降低幅度较大。由含水饱和度端点值变化分析,注表面活性剂溶液后,平均束缚水饱和度降低6.2%、残余气饱和度降低3.1%,说明加注表面活性剂能拓宽气液两相的渗流区间。对于实际回注层而言,注表面活性剂更重要的意义是增加了液相流动区间,具备增注的潜力。

表2 现场回注水在不同温度下在经不同表面活性剂溶液处理过的岩心薄片上的接触角

| 表面活性剂 | 接触角/° | | |
|---|---|---|---|
| | 20℃ | 130℃ | 150℃ |
| 空白样 | 30.2 | 23.6 | 18.7 |
| 甜菜碱BS-12 | 84.3 | 60.1 | 54.8 |
| 杂双子表面活性剂ZS-11 | 93.8 | 83.3 | 81.6 |
| 表面活性剂ZP-3 | 77.0 | 56.2 | 49.5 |
| 十六烷基三甲基溴化铵 | 69.1 | 51.2 | 43.4 |
| 十二烷基三甲基氯化铵 | 86.6 | 65.7 | 60.9 |

不同渗透率岩心注表面活性剂前后等渗点的变化情况见图2。注杂双子表面活性剂ZS-11溶液后的等渗点饱和度较注ZS-11溶液前的降低3.3%～6.2%,且渗透率越小降低幅度越大。经杂双子表面活性剂ZS-11溶液处理后,岩心润湿性由亲水向中性润湿转变,且对渗透率低的岩心的作用效果更好。这是由于岩心渗透率越低,孔隙及喉道尺寸越小,毛管压力越高,形成的束缚水水膜越厚,因此表面活性剂的作用效果越突出。

### 2.4 表面活性剂降压增注效果

图3给出了不同渗透率岩心在注表面活性剂处理前后注入压差的变化情况。经有效物含量0.2%的杂双子表面活性剂ZS-11溶液处理24 h后,所有岩心的注入压力较处理前均不同程度下降,渗透率为$1.42\times10^{-3}$ μm²的岩心的稳定注入压力由0.46 MPa降至0.27 MPa,降低幅度达41.0%,渗透率为$1.78\times10^{-3}$、$5.27\times10^{-3}$和$10.53\times10^{-3}$ μm²的岩心的注入压力降低幅度依次为32.5%、26.3%和22.5%。结果表明杂双子表面活性剂ZS-11具有降低注入压力的效果,特别是对于渗透率较低岩心的降压效果更为明显。因此可见,对油藏注水井的表面活性剂降压增注的技术,同样适用于气藏回注井的降压增注。

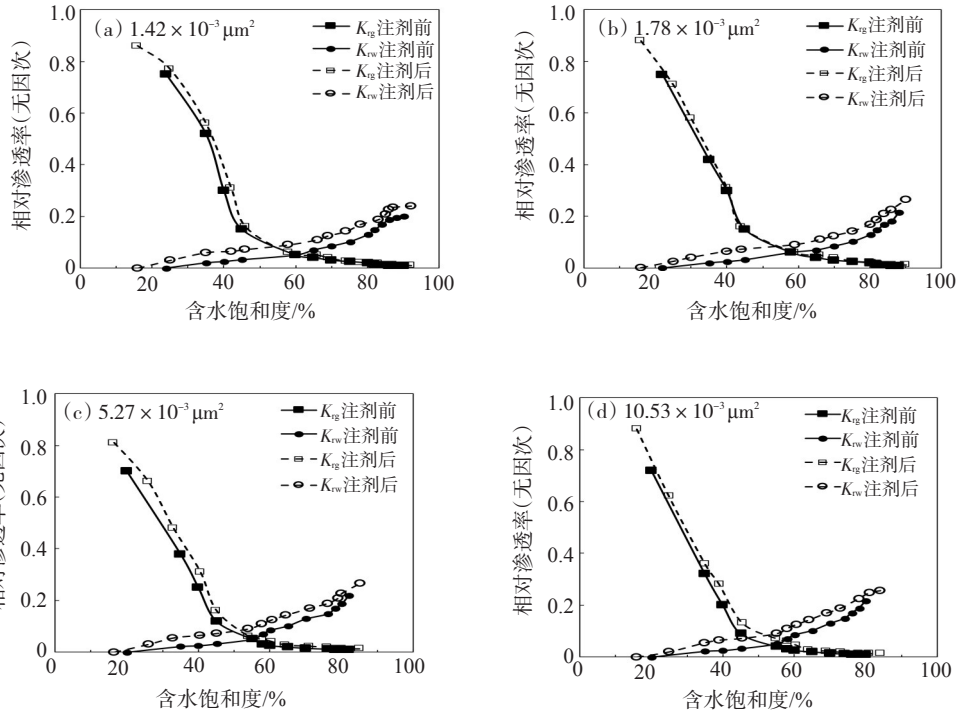



图1　不同渗透率岩心注表面活性剂前后气液两相渗流曲线

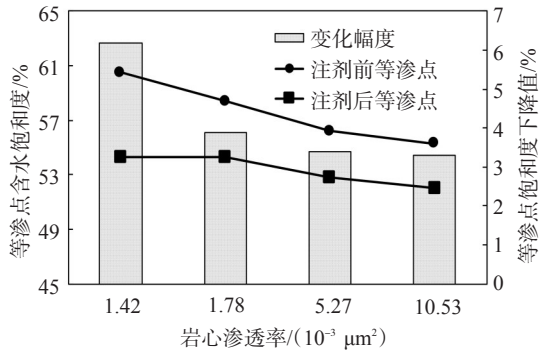
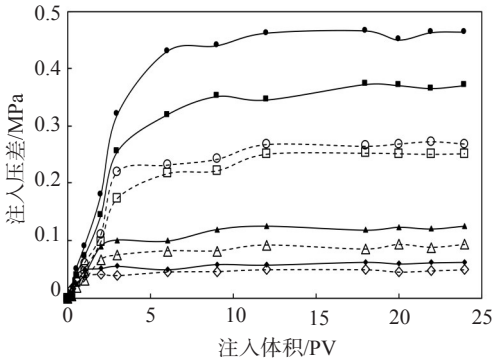



图2　不同渗透率岩心注表面活性剂前后等渗点饱和度变化




渗透率:●,○—1.42×10⁻³ μm²;■,□—1.78×10⁻³ μm²;
▲,△—5.27×10⁻³ μm²;◆,◇—10.53×10⁻³ μm²;
实心符号为注剂前;空心符号为注剂后

图3　不同渗透率岩心注表面活性剂前后注入压差变化曲线

## 3　结论

优选的杂双子表面活性剂ZS-11在130℃、矿化度80000 mg/L回注层条件下,具有配伍性好、润湿反转能力强特点。表面活性剂ZS-11溶液能减小气液两相渗流阻力,特别对液相渗流阻力的降低幅度较大,气液两相渗流区间增大9.3%、等渗点饱和度降低3.3%～6.2%,岩心润湿性由亲水向中性润湿转变。表面活性剂ZS-11溶液具有降压增注效果,特别对渗透率较低的岩心降压效果更为明显,降压幅度可达41.0%。实验结果为回注站注水压力升高、回注井回注能力降低等问题提供了新的措施思路及方法,拓展了表面活性剂降压增注技术的应用范围。

**参考文献:**

[1]　朱凯峰. 普光气田污水回注能力评价[D]. 青岛:中国石油大学(华东), 2013:19-35.

[2]　郑 军, 刘鸿博, 冯文光, 等. Hall曲线在川中污水回注井中的运用[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2010, 37(3):256-261.

[3]　刘清远. 大庆油田注水井增注技术现状与评价[J]. 油田化学, 1995, 12(2):181-184.

[4]　冯岸洲, 张建强, 蒋平, 等. 低渗透油藏高浓度表面活性剂体

系降压增注试验研究[J]. 油田化学, 2011, 28(1):69–73.
[5] 吕乃欣. 长北气田污水回注井堵塞原因分析及处理方法研究[D]. 西安:西安石油大学, 2011: 1–4.
[6] 李奇, 陈士佳, 王成胜, 等. 海上J油田活化水体系配方及性能研究[J]. 油田化学,2017,34(1):58–63.
[7] 宋文玲, 赵丽娟, 高钥洪. 不同降压体系降压效果实验研究[J]. 齐齐哈尔大学学报, 2014, 30(4): 40–42.
[8] 祝仰文, 孟红丽, 马宝东, 等. 低渗透油藏表面活性剂降压增注效果影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(1): 74–78.
[9] 徐 娜, 刘卫东, 李海涛. 季铵盐型孪连表面活性剂G-52的降压增注效果[J]. 油田化学, 2007, 24(2): 138–142.
[10] 刘卫东. 低渗透油田润湿反转降压增注技术及应用[J]. 辽宁工程技术大学学报(自然科学版), 2009, 28(增刊): 146–149.
[11] 周亚洲, 殷代印, 张承丽, 等.降低启动压力的表面活性剂体系在朝阳沟油田的应用[J]. 油田化学, 2013, 30(4): 565–569.
[12] 郭程飞, 李华斌, 吴忠正, 等. 起泡剂在不同驱油方式下的驱油效果[J]. 油田化学, 2014, 31(4): 534–537.
[13] 李奇, 陈士佳, 王成胜, 等. 海上J油田活化水体系配方及性能研究[J]. 油田化学, 2017, 34(1): 58–63.
[14] 贺承祖, 华明琪. 油气藏中水膜的厚度[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(2): 70–77.
[15] 刘德新, 岳湘安, 侯吉瑞. 孔隙介质中边界流体动态特性实验研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2008, 27(5): 58–61.
[16] 俞杨烽, 康毅力, 游利军. 水膜厚度变化-特低渗透砂岩储层盐敏性的新机理[J]. 重庆大学学报, 2011, 34(4): 67–71.
[17] 吴景春, 欧志杰, 吕孝明, 等. 低渗透油田表面活性剂增注效果预测[J]. 科学技术与工程, 2011, 11(12): 2804–2806.

## Surfactant Depressurizing and Increasing Injection Technology for Sewage Injection Wells in Gas Reservoir

GUO Chengfei[1,2,3], JIANG Guangji[1], HAN Jingjing[1], GUO Xianhong[4]

(*1. Gas Production Plant, Puguang Branch, Zhongyuan Oilfield Company, Sinopec, Dazhou, Sichuan 636156, P R of China; 2. College of Energy Resources of Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, P R of China; 3. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation in Chengdu University of Technology, Chengdu, Sichuan 610059, P R of China; 4. Petroleum Exploration and Development Research Institute, Zhongyuan Oilfield Company, Sinopec, Puyang, Henan 457001, P R of China*)

**Abstract:** According to the technical idea of surfactant depressurizing and increasing injection technology for injection wells in oil reservoir, the technology is studied for sewage water injection wells in gas reservoir to solve the production problems of increasing pressure and reducing capacity of water injection. By studying the compatibility between surfactant and water injection and the wettability reversal, the hybrid Gemini surfactant ZS-11 was selected, the phase permeability experiments and the depressurizing and increasing injection experiments was carried out. The results showed that ZS-11 had a good compatibility and strong wettability reversal ability at high temperature (130℃) and high salinity (80000 mg/L) formation condition, which made the core wettability changed from hydrophilic wetting to neutral wetting. Displacement experiments showed that the ZS-11solution with effective content of 0.2% could increase the relative permeability of liquid phase by 21.2%—52.8%, widened the gas-liquid two-phase permeability range by 9.3%, and decreased the saturation of equal permeability point by 3.3%—6.2% for cores with water permeability of $1.42\times10^{-3}$, $1.78\times10^{-3}$, $5.27\times10^{-3}$ and $10.53\times10^{-3}$ μm$^2$, respectively. Moreover, the effect of depressurizing and increasing injection was more obvious especially for low-permeability core, decreasing amplitude being up to 41%. The experimental results provide a new idea and method for solving the production problem of high sewage injection pressure in gas reservoir.

**Keywords:** *sewage water injection wells*; *surfactant*; *depressurizing and increasing injection*; *wettability*; *relative permeability*

(上接第57页。continued from p.57)

crosslinking agent *N*, *N*'-methylene bisacrylamide. The dosage of each component was optimized, and the effects of shearing, formation water dilution, clay mineral, crude oil, acid solution and aging time on the gelling effect of composite gel were studied. The results showed that the components of the composite gel were arranged according to their influence on gelation time in following order: acrylamide>urea>polymeric aluminum ferric sulfate>initiator>crosslinking agent. The suitable formula of the composite gel was 3.4%—5.0% acrylamide, 1.0%—3.0% polymeric aluminum ferric sulfate, 0.4%—0.8% urea, 0.04%—0.08% initiator and 0.01%—0.10% crosslinking agent. The initial viscosity of the composite gel was lower, but the gelation viscosity was higher, which indicated good injection and potential plugging ability. The composite gel had good resistance to dilute, shearing and oil, good stability and quick plugging removal ability. It was suitable for the profile control and plugging operation in heterogeneous oilfield.

**Keywords:** *Bohai reservoir*; *plugging agent*; *composite gel*; *gelation effect*