

# 表面活性剂改善稠油油藏水驱开发效果实验研究

——以东辛油田深层稠油油藏为例

李爱芬,任晓霞,江凯亮,王永政

(中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266580)

**摘要:**针对深层稠油油藏原油粘度高、渗流阻力大、常规水驱效果差、水井注入压力高及注入能力低等现状,以东辛油田深层稠油油藏为例,在评价表面活性剂适应性的基础上,通过低界面张力活性体系室内岩心驱替实验,研究了界面张力、渗透率、注入量和注入速度4因素对表面活性剂改善水驱效果的影响。结果表明:使用的表面活性剂与研究区块的注入流体具有很好的配伍性,表现出较好的降低油水界面张力的能力,质量分数为0.01%的表面活性剂溶液与模拟油的界面张力在70℃时最低可达 $10^{-2}$  mN/m数量级;一次水驱结束后注入表面活性剂溶液段塞,可降低注入压力,改善水驱开发效果,并且当油水界面张力越低、注入量越大、注入速度越低时,二次水驱降压效果越好,采收率提高幅度越大,降压率最高为18.0%,采收率最大可提高15.7%;在相同实验条件下,当气测渗透率由 $256.65 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 降至 $36.16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,注入0.7倍孔隙体积表面活性剂溶液后,二次水驱降压率由17.1%降至10.0%,采收率提高幅度由15.7%降至11.7%,说明当渗透率较低时,因渗流条件变差,导致表面活性剂改善水驱效果变差。

**关键词:**界面张力 表面活性剂 稠油油藏 注入参数 渗透率 降压率 提高采收率

**中图分类号:** TE357.432

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1009-9603(2014)02-0018-04

东辛油田深层稠油油藏地面原油粘度为2 000~5 000 mPa·s,属普通稠油<sup>[1]</sup>,由于埋藏较深,无法进行有效热采。采用常规注水开发<sup>[2]</sup>,由于原油粘度较大,流度相对较低,渗流阻力大,导致水井注入压力高,注入能力低;同时,由于油水流度比大,驱替前沿推进不均匀,开发效果较差<sup>[3-5]</sup>。注入表面活性剂能够降低油水界面张力,有利于乳状液的形成,通过夹杂和夹带油滴来降低驱替液的流动性,从而降低油水流度比和注入压力,改善稠油油藏驱油效果<sup>[6-8]</sup>。为此,笔者首先对表面活性剂与注入水的配伍性进行了评价,然后通过界面张力测试优选表面活性剂质量分数,最后通过室内岩心驱替实验,研究了稠油油藏表面活性剂改善水驱开发效果的影响因素,以期在现场注入工艺参数优化提供依据。

## 1 实验器材与方法

### 1.1 实验器材

实验设备包括:Texas-500型旋转滴界面张力仪,测量范围为 $10^2 \sim 10^{-6}$  mN/m,多功能高温高压驱替装置。实验流程如图1所示。

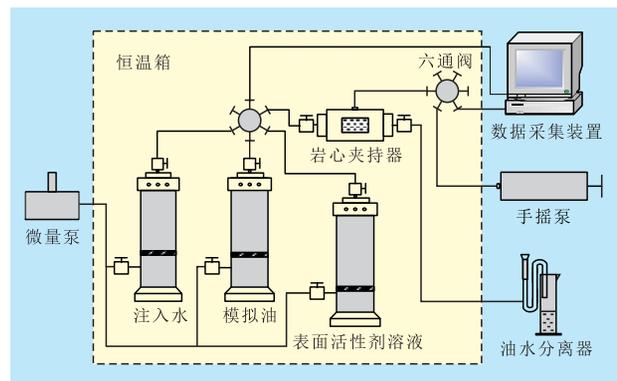


图1 岩心驱替实验流程

实验用油为营8块12-116井井口原油与煤油配制的模拟油,其在85℃下的粘度为32.70 mPa·s。实验用水为东辛油区84站的注入水,其矿化度为37 946.5 mg/L。实验所用岩心为营8块油藏天然岩心,岩心参数如表1所示。实验所用表面活性剂

表1 实验岩心参数

编号	长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	气测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
Y2-2	4.992	2.556	27.66	256.65
Y2-3	5.446	2.548	23.84	59.20
Y5-1	4.428	2.550	17.75	36.16

收稿日期:2013-12-03。

作者简介:李爱芬,女,教授,博导,从事油气渗流机理与提高采收率机理研究。联系电话:(0532)86981163,E-mail:aifenli@upc.edu.cn。基金项目:国家自然科学基金项目“粘度变化对稠油相对渗透率曲线的影响机制研究”(51274226)。

由胜利油田采油工艺研究院提供。

## 1.2 实验方法

**配伍性评价** 将表面活性剂用注入水配制成质量分数为0.005%~1%的溶液,观察其溶解性,在85℃下分别恒温1,5,10,20和40 h,观察溶液的变化情况,测定其与模拟油的界面张力,评价表面活性剂与注入流体在地层条件下的配伍性。

**表面活性剂质量分数优选** 利用Texas-500型旋转滴界面张力仪,测定不同质量分数的表面活性剂溶液与模拟油的界面张力,将油水界面张力最低时的质量分数作为最优质量分数。

**表面活性剂驱油实验** 采用多功能岩心驱替装置进行岩心驱替实验,实验步骤包括:①将岩心烘干后称干重,抽真空饱和水,称湿重,计算岩心孔隙度;②将饱和水的岩心放入岩心夹持器中,加围压,85℃下恒温2 h以上,测定其水相渗透率;③在流速为0.05 mL/min的条件下,用模拟油驱替至岩心末端含水率为0时,再以0.5~1 mL/min的流速继续驱替至10倍孔隙体积以上,计量模拟油驱替出的水体积,计算束缚水饱和度,老化24 h;④用注入水以0.5 mL/min的流速驱替岩心至出口端含水率为100%时,注入不同质量分数的表面活性剂溶液,继续水驱至出口端含水率为100%,记录注入压力变化;⑤将岩心重新洗油、烘干,改变注入速度、表面活性剂溶液的注入量,重复步骤①—④;⑥实验结束,将记录的数据进行处理,分析界面张力、注入量以及注入速度对表面活性剂改善水驱效果的影响。

## 2 实验结果与讨论

### 2.1 配伍性评价

配伍性评价结果表明,配制的质量分数为0.005%~1%的表面活性剂溶液澄清,在85℃下恒温静置1,5,10,20和40 h后,无沉淀析出,表明表面活性剂与注入水在地层条件下不会产生沉淀,与注入流体具有良好的配伍性,不会堵塞地层。

### 2.2 表面活性剂质量分数优选

降低油水界面张力,可导致粘附力减小,使油易从岩石表面脱落,脱落的油滴通过喉道时易发生变形,使渗流阻力降低,从而驱替出水驱后油藏内多种形式的残余油,提高驱油效率<sup>[9]</sup>。

由70℃下不同质量分数表面活性剂溶液与模拟油的界面张力(图2)可以看出,油水界面张力随表面活性剂质量分数的增加呈先降低后增大的趋

势。当表面活性剂质量分数为0.01%时,油水界面张力可达 $10^{-2}$  mN/m数量级,表现出较好的降低油水界面张力的能力;当表面活性剂质量分数大于0.01%后,油水界面张力随质量分数的增加逐渐增大,说明并不是表面活性剂质量分数越大,油水界面张力越低,驱替效果越好。这是因为,当油水界面张力达到最低时,表面活性剂分子大量聚集在油水界面处,油、水及二者界面处分子的作用力达到动态平衡,随着表面活性剂质量分数的增大,体系中表面活性剂分子数目的不断增多,这种平衡被破坏,导致界面张力增大<sup>[10]</sup>。

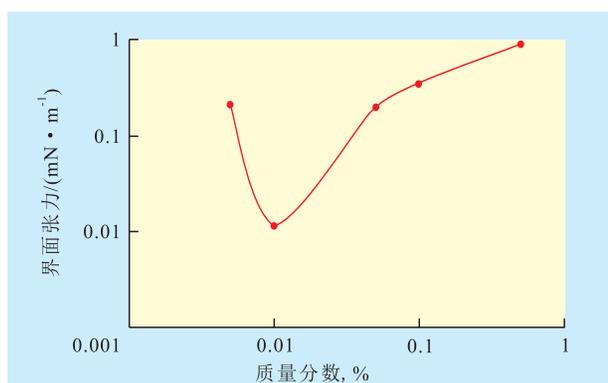


图2 70℃下不同质量分数的表面活性剂溶液与模拟油的界面张力

### 2.3 影响因素

当表面活性剂溶液与模拟油界面张力为0.0114 mN/m时,分析岩心Y2-2入口端注入压力、出口端含水率与注入量的关系(图3)可知:水驱初期,注入压力随注水量的增加迅速增大,在注入约2倍孔隙体积水时,注入压力达到峰值,岩心出口端见水;此后随着注水量的增加,出口端含水率上升,注入压力不断下降,直至出口端含水率达100%时,注入压力稳定;在注入0.5倍孔隙体积不同质量分数的表面活性剂溶液后,注入压力继续降低,出口端含水率降低,重新产油;继续进行水驱,随着注水

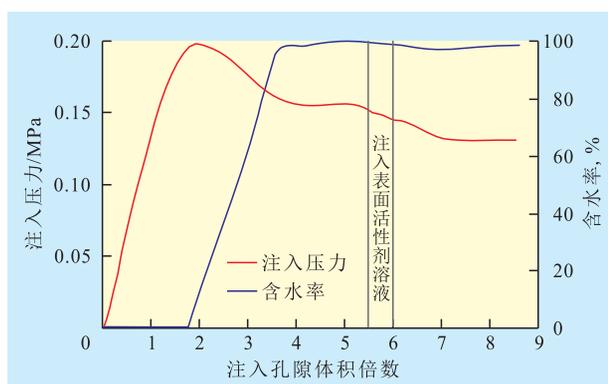


图3 油水界面张力为0.0114 mN/m时岩心Y2-2注入量与注入压力和含水率的关系

量的增加,出口端含水率增大,注入压力缓慢降低并最终趋于稳定。实时检测到的注入压力、出口端含水率随注入量的变化曲线表明,注入表面活性剂溶液,可有效改善水驱开发效果,降低注入压力,提高采收率。

### 2.3.1 界面张力

不同渗透率岩心在不同界面张力下的驱替实验结果显示:当油水界面张力为0.011 4, 0.192 5和0.869 1 mN/m时,岩心Y2-2一次水驱采收率分别为41.32%, 41.82%和41.95%;注入表面活性剂溶液后,岩心Y2-2二次水驱采收率提高幅度分别为12.48%, 8.76%和4.42%,降压率分别为15.39%, 12.14%和8.65%(图4)。由此可见,注入表面活性剂溶液后,二次水驱注入压力下降,水驱采收率提高,且随着油水界面张力的降低,二次水驱降压率和水驱采收率提高幅度均增大,二次水驱降压率最高为15.39%,采收率提高幅度最高达12.48%。这是因为,随着油水界面张力的降低,岩石壁面的油膜更容易被剥落成油滴参与流动,而在水驱过程中产生的散落油滴也更容易聚并形成油带而被水驱替出来<sup>[11]</sup>,同时油滴在流经小孔道时,由于界面张力低,也更容易变形和通过,渗流阻力减小,使降压效果逐渐变好。

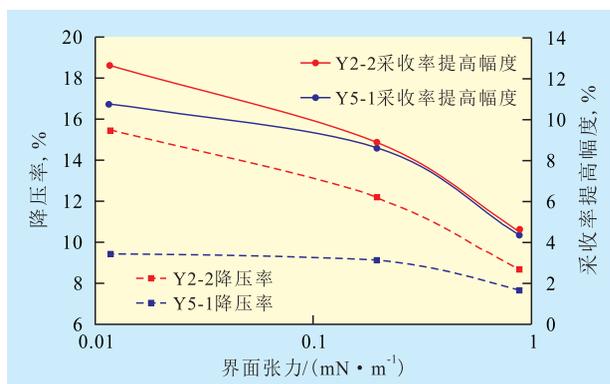


图4 不同渗透率岩心二次水驱降压率、采收率提高幅度与界面张力的关系

### 2.3.2 表面活性剂注入量

一次水驱结束后,注入不同段塞的表面活性剂溶液进行二次水驱,实验结果(图5)表明:随着注入表面活性剂溶液段塞的增加,二次水驱降压率和采收率提高幅度均呈增大趋势,但当表面活性剂溶液注入量大于0.5倍孔隙体积时,二者增幅变缓。首先,随着表面活性剂溶液注入量的增加,表面活性剂的作用范围变大、作用时间延长。其次,表面活性剂在孔隙中运移时,其分子吸附在岩石孔隙壁面上,使孔隙壁面向亲水性转化,降低了原油在壁面

上的粘附力,使孔隙壁面上的原油易于被驱替液带走,二次水驱降压率和采收率提高幅度均增加;在注入量大于0.5倍孔隙体积之后,表面活性剂分子在孔隙壁面发生部分双层吸附,使孔隙壁面亲水性减弱,二次水驱降压率和采收率提高幅度增幅变缓。由于表面活性剂溶液注入量的增大,意味着注入成本的增加,故在现场进行表面活性剂溶液驱油之前,须在实验室对注入量进行优化。

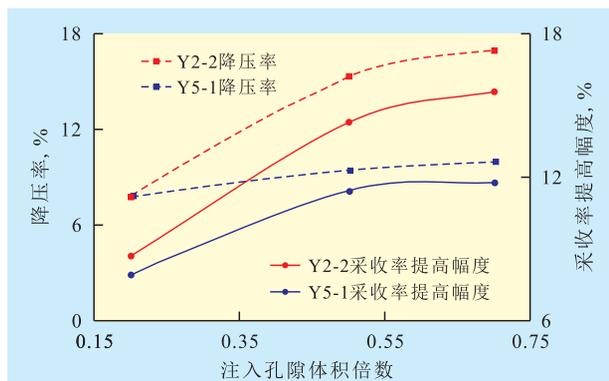


图5 不同渗透率岩心二次水驱降压率和采收率提高幅度与注入量的关系

由图5亦可看出:在相同实验条件下,气测渗透率由 $256.65 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 降至 $36.16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,在注入0.7倍孔隙体积表面活性剂溶液后,二次水驱降压率由17.1%降至10.0%,采收率提高幅度由15.7%降至11.7%。这是由于渗透率较低岩心的内部孔隙、喉道较小,连通性差,流体渗流条件较差,导致表面活性剂驱油效果较差,二次水驱降压率和采收率提高幅度均较低。

### 2.3.3 注入速度

分析不同渗透率岩心一次水驱稳定压力、采收率与注入速度的关系(图6)可知:不同渗透率岩心在一次水驱时,随着注入速度的增加,一次水驱稳定压力增大,采收率降低;而当注入速度相同时,岩心渗透率越大,一次水驱稳定压力越低,一次水驱

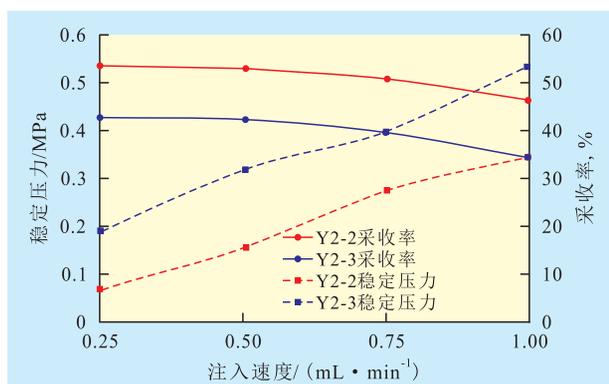


图6 不同渗透率岩心一次水驱稳定压力、采收率与注入速度的关系

采收率越高。分析可知:稠油油藏在注水开发过程中,由于油水流量比较大,当注入速度较高时,水驱前缘推进不均匀,产生指进现象,形成水流优势通道,降低了波及体积,导致一次水驱采收率较低;而当注入速度相同时,渗透率较低岩心的孔喉细小,流体渗流条件差,导致注入压力高,水驱采收率低。

一次水驱结束,注入0.5倍孔隙体积质量分数为0.01%的表面活性剂溶液后进行二次水驱,由二次水驱降压率和采收率提高幅度与注入速度的关系(图7)可知,随着注入速度的增加,二次水驱降压率和采收率提高幅度均不断降低。以岩心Y2-2为例,注入速度从0.25 mL/min增加到1 mL/min时,降压率和采收率提高幅度分别从18.0%和15.0%降低至6.1%和5.0%。由一次水驱分析结果可知,稠油油藏注入速度较高时,容易形成水流优势通道,注入的表面活性剂溶液会沿水流优势通道渗流,其作用范围变小,有效作用时间缩短,导致降压效果与提高采收率效果变差。室内实验结果表明,稠油油藏在利用表面活性剂溶液驱油时,注入速度越小,改善水驱效果越好。

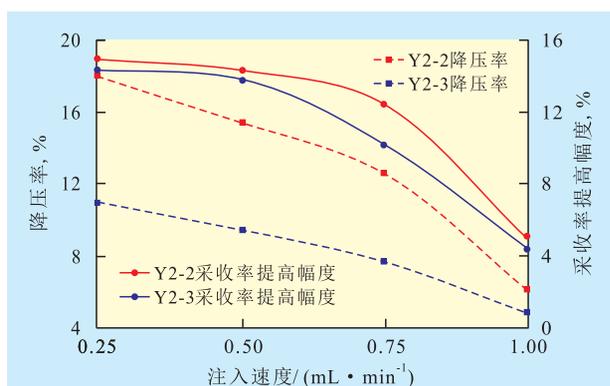


图7 二次水驱降压率和采收率提高幅度与注入速度的关系

### 3 结论

实验所用的表面活性剂适用于东辛油田营8断块稠油油藏,当表面活性剂质量分数为0.01%时,与模拟油的界面张力可达 $10^{-2}$  mN/m数量级,具有较好的降低油水界面张力的能力。

岩心驱替实验结果表明,稠油油藏注入表面活

性剂溶液后,二次水驱注入压力下降,采收率明显提高。表面活性剂溶液与模拟油界面张力越低,二次水驱降压率及采收率提高幅度越大,界面张力为0.0114 mN/m时,二次水驱降压率为15.39%,采收率提高幅度高达12.48%。

实验条件相同时,岩心渗透率越低,孔喉越小,孔隙连通性越差,渗流条件复杂,注入表面活性剂溶液后改善水驱效果越差。

表面活性剂注入量对改善稠油油藏水驱效果影响较大,其注入量越大,降压率越高,提高采收率幅度越高,但成本也相应提高。随着注入速度的增加,一次水驱采收率、注入表面活性剂溶液后降压率和采收率提高幅度均降低。因此,水驱开发稠油油藏时应适当降低注入速度。

### 参考文献:

- [1] 霍广荣,李献民,张广卿,等.胜利油田稠油油藏热力开采技术[M].北京:石油工业出版社,1999.
- [2] 李安夏.乐安油田草4块稠油热水驱及热化学驱实验研究[J].油气地质与采收率,2011,18(3):64-66.
- [3] Miller K.State of the art of western Canadian heavy oil water flood technology[C].Canadian International Petroleum Conference, Alberta, 2005.
- [4] 王代流.多层合采稠油油藏蒸汽吞吐后期油藏物性特征——以孤岛油田中二中Ng5砂层组为例[J].油气地质与采收率,2013,20(3):68-71.
- [5] 杨胜建,王家禄,刁海燕,等.常规稠油油藏水驱开发初期可动凝胶调驱效果——以华北油田泽70断块为例[J].油气地质与采收率,2012,19(2):57-59.
- [6] Thoma S.稠油开采的化学方法[J].徐雅莉,邸秀莲,译.特种油气藏,2003,10(2):94-97.
- [7] 孙焕泉.胜利油田三次采油技术的实践与认识[J].石油勘探与开发,2006,33(3):262-266.
- [8] Morrow N R, Mason G.Recovery of oil by spontaneous imbibition[J].Colloid & Interface Science,2001,58(6):321-337.
- [9] 沈平平,俞稼镛.大幅度提高石油采收率的基础研究[M].北京:石油工业出版社,2001:200-207.
- [10] 赵琳,李爱芬,李会会,等.季铵盐表面活性剂界面性能及驱油效果评价[J].油气地质与采收率,2012,19(1):72-74.
- [11] 张朔,蒋官澄,郭海涛,等.表面活性剂降压增注机理及其在镇北油田的应用[J].特种油气藏,2013,20(2):111-114.