

·油气采收率·

# 表面活性剂对超低渗透油藏渗流特征的影响

赵琳<sup>1,2</sup>,王增林<sup>3</sup>,吴雄军<sup>4</sup>,何牛仔<sup>2</sup>,肖淑明<sup>2</sup>

(1.中国石化胜利油田分公司 博士后科研工作站,山东 东营 257001; 2.中国石化胜利油田分公司  
现河采油厂,山东 东营 257068; 3.中国石化胜利油田分公司,山东 东营 257001;  
4.中国石化胜利石油工程有限公司 钻井工艺研究院,山东 东营 257000)

**摘要:**针对超低渗透岩心,通过宏观驱替实验研究不同界面张力的表面活性剂对单相启动压力、油水两相启动压力、相对渗透率曲线、降压效果及提高采收率效果的影响,分析表面活性剂对超低渗透油藏渗流规律的影响。研究表明,随驱替液界面张力的降低,单相启动压力明显降低。油水两相启动压力实验中,在油水两相相同流速比下,随界面张力的降低,油水两相启动压力梯度逐渐降低,含水饱和度逐渐增大。从束缚水饱和度到残余油饱和度,随含水饱和度的增加,油水两相启动压力梯度先缓慢下降,后迅速下降。相渗曲线实验中,随表面活性剂质量分数的增加,油水两相渗流区增大,油相相对渗透率增大,残余油下水相相对渗透率增加,残余油饱和度降低,油气采收率升高,水相(端点以内)渗透率基本没有变化。表面活性剂段塞驱替实验中,岩心一次水驱后,注入表面活性剂可明显降低超低渗透岩心的注入压力、提高岩心采收率,且油水界面张力越低,降压效果越好,提高采收率幅度越大。

**关键词:**超低渗透油藏 表面活性剂 界面张力 启动压力 相渗曲线 提高采收率

**中图分类号:** TE348

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1009-9603(2014)06-0072-04

超低渗透油藏以细—微细喉道为主,孔喉细小<sup>[1]</sup>、连通性差、比表面积大、渗透率低<sup>[2]</sup>,贾敏效应和表面分子力作用强烈<sup>[3]</sup>,其渗流机理和油水运动规律等均与中高渗透油藏存在很大差异,且渗流规律不遵循达西定律<sup>[4]</sup>,具有启动压力梯度<sup>[5-8]</sup>。因此,超低渗透油藏一般注入压力高,注水较为困难,油井作业后容易产生水锁现象;产油能力和吸水能力低,油井见水后产液(油)指数大幅度下降。

表面活性剂可以改变油、水及岩石间的界面张力<sup>[9]</sup>,改善油水渗流特征,降低低渗透油层的注入压力<sup>[10-11]</sup>。为提高低渗透油藏的采收率,中外学者对表面活性剂驱进行了室内及矿场实验<sup>[12-13]</sup>。主要针对某种表面活性剂进行驱替实验,研究表面活性剂提高采收率的幅度,据此得出表面活性剂提高低渗透油藏采收率的可行性。但目前表面活性剂对超低渗透油藏渗流机理影响的研究甚少,尤其是不同界面张力对超低渗透岩心渗流规律的影响还不明确。为此,笔者针对超低渗透岩心,研究不同界面张力的表面活性剂对单相启动压力、油水两相启动压力、相对渗透率曲线、降压效果及提高采收率效果的影响,分析表面活性剂对超低渗透储层渗流机

理的影响,进而充分论证表面活性剂提高超低渗透油藏采收率的可行性。

## 1 实验器材及方法

### 1.1 实验器材

实验仪器包括油藏模拟驱替装置、ISCO泵、分析天平和油水分离器等。实验用油由胜利油区纯东油田原油与柴油配制而成,50℃下地面原油粘度为2.28 mPa·s。实验用水为胜利油区纯东油田地层水,其矿化度为1 785 mg/L,与模拟油的界面张力为16 mN/m。实验采用的表面活性剂为HFYQ-B;质量分数为0.2%和0.35%的HFYQ-B与模拟油的界面张力分别为0.645和0.008 mN/m。实验岩心选取超低渗透岩石,依次切割,其基础数据见表1。

### 1.2 实验方法

表面活性剂对超低渗透岩心单相启动压力的影响 针对超低渗透岩心ZIZA,分别测定50℃下地层水、质量分数为0.2%HFYQ-B和0.35%HFYQ-B单相流动时的最小启动压力梯度以及拟启动压力梯度,实验步骤参照文献[6]。其中,在单相流体流

收稿日期:2014-09-10。

作者简介:赵琳,女,博士,从事油田化学和提高采收率等方面的研究。联系电话:15266073623, E-mail: zhaolinshiyou@126.com。  
基金项目:国家科技重大专项“低渗油气田储层保护技术”(2011ZX05022-004)。

表1 实验岩心基础数据

岩心编号	长度/cm	直径/cm	气测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	水测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙体积/ $\text{cm}^3$	孔隙度/%
ZIZA	5.12	2.5	0.44	0.129	2.28	9.07
ZIZK	5.16	2.51	0.48	0.128	2.33	9.13
ZIZC	4.77	2.51	0.47	0.126	2.13	9.10
ZIZH	4.96	2.50	0.42	0.128	2.21	9.14

量—压差实验中的流速从低到高分别为0.01, 0.02, 0.04, 0.06, 0.08, 0.1, 0.15和0.2 mL/min。

表面活性剂对超低渗透岩心油水两相启动压力的影响 针对超低渗透岩心ZIZK,测定50℃下地层水、质量分数为0.2% HFYQ-B和0.35% HFYQ-B分别与模拟油在岩心中的油水两相启动压力梯度。具体步骤为:①岩心称干重,抽空饱和水,称湿重,测孔隙体积;水驱测水相渗透率;岩心饱和油后以不同流量油驱替岩心,测定束缚水下油相的流量—压差曲线,回归束缚水下油相启动压力。②保持油水比不变,以不同流量用油水两相驱替岩心,记录每个流量下稳定的压力值,以及油、水的流量;绘制该油水比下的流量—压差曲线,计算启动压力;将岩心取出称湿重,计算含水饱和度。③改变油水比,重复步骤②,计算不同含水饱和度下的油水两相启动压力;将岩心洗油烘干,更换表面活性剂并重复上述步骤。

表面活性剂对超低渗透岩心相渗曲线的影响 依据石油行业标准SY/T 5345—2007中的稳态法<sup>[14]</sup>(气测渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ),分别测定地层水、质量分数为0.2%的HFYQ-B和0.35%的HFYQ-B在超低渗透岩心ZIZC中的油水两相相对渗透率曲线。

表面活性剂对超低渗透岩心降压效果及提高采收率效果的影响 针对超低渗透岩心ZIZH,分别测定质量分数为0.2% HFYQ-B和0.35% HFYQ-B的降压效果及提高采收率的效果。具体步骤为:①岩心称干重,抽空饱和水,称湿重,测孔隙体积;水驱测水相渗透率;饱和油。②对地层水以流速为0.1 mL/min恒速驱替岩心至出口端含水率超过98%,记录不同时刻的累积产油量及注入压力,计算一次水驱采收率。③以流速为0.1 mL/min将地层水恒速注入0.5倍孔隙体积的表面活性剂段塞,以流速为0.1 mL/min恒速进行二次水驱,至出口端含水率达98%,记录累积产油量及注入压力,计算降压率及提高采收率的幅度;将岩心洗油、烘干,更换表面活性剂配方,重复上述步骤。

## 2 实验结果及分析

### 2.1 表面活性剂对超低渗透岩心单相启动压力的影响

地层水、质量分数为0.2% HFYQ-B和0.35% HFYQ-B对超低渗透岩心ZIZA的最小启动压力分别为0.01, 0.007和0.006 MPa;最小启动压力梯度分别为0.002, 0.001 4和0.001 2 MPa/cm;反映出随表面活性剂质量分数的增加,最小启动压力明显降低。

3种流体作用下的单相流体渗流速度—压力梯度实验结果(图1)表明,单相流体渗流速度与压力梯度初始并不是呈直线关系,当压力梯度增大至一定值后才变为直线关系;反映出在3种流体作用下,实验岩心均存在启动压力梯度,表面活性剂的质量分数越高,单相流体渗流速度—压力梯度曲线越偏离横坐标且弯曲段长度逐渐减小。

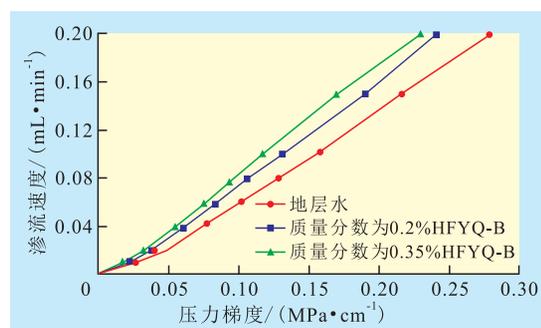


图1 单相流体渗流速度—压力梯度关系曲线

对3条单相流体渗流速度—压力梯度关系曲线的直线段分别进行线性回归,得出其关系式(表2)。其中,直线段的截距与斜率的比值即为岩心的拟启动压力梯度。随表面活性剂质量分数的增加,拟启动压力梯度明显降低。分析认为,超低渗透岩心的孔喉非常细小,流体通过多孔介质流动时,由于固—液界面之间存在界面张力,在多孔介质表面会形成流体吸附滞留层,即边界层。在边界层流体不易参与流动,只有当驱替压差达到一定值后才能克服表面分子作用力的影响参与流动。固—液界

表2 不同流体作用下单相流体渗流速度—压力梯度关系曲线直线段关系式

流体	直线段关系式	相关系数	拟启动压力梯度/( $\text{MPa} \cdot \text{cm}^{-1}$ )
地层水	$y=0.1603x-0.0043$	0.9995	0.027
质量分数为0.2% HFYQ-B	$y=0.1792x-0.003$	0.9989	0.017
质量分数为0.35% HFYQ-B	$y=0.185x-0.0016$	0.9986	0.009

面分子作用力对多孔介质的渗流性影响较大,这也是超低渗透油藏具有非达西渗流特征的重要原因。此外,组成粘土的薄晶片具有吸水能力,当流体在粘土中渗流时其孔壁上会形成牢固的水化膜,从而使流动孔喉变窄。

注入表面活性剂后,表面活性剂分子可以吸附在岩石表面,降低固-液界面张力,减小边界层流体流动的渗流阻力,使流体在细小孔隙中以较小的驱替压差即可克服表面分子作用力而参与流动。此外,离子型表面活性剂可解离出一定量电荷,这些电荷吸附于边界层流体表面,压缩扩散双电层,降低水化膜厚度,从而降低边界层厚度,且表面活性剂可抑制岩心中粘土颗粒的运移。因此,表面活性剂可大幅降低超低渗透岩心的拟启动压力梯度。

### 2.2 表面活性剂对超低渗透岩心油水两相启动压力梯度的影响

由不同流体作用下油水两相启动压力梯度及含水饱和度实验结果(表3)可知,当油水两相流动时,随油水驱替速率比的降低,油水两相启动压力梯度逐渐降低,含水饱和度逐渐升高。随着界面张力的降低,油水两相启动压力梯度逐渐降低。分析认为,注入表面活性剂使油水界面张力降低,油滴

易于变形,在孔喉处的贾敏效应明显减弱,流体的渗流阻力减小,油水两相启动压力降低。随着界面张力的降低,相同流速比下的含水饱和度逐渐增大,且随着油水比的降低,对含水饱和度的影响亦增大;例如纯水驱时的含水饱和度从65.4%增至71.5%,表明表面活性剂的注入可以明显降低残余油饱和度。从束缚水饱和度到残余油饱和度,随着含水饱和度的增加,油水两相启动压力梯度先缓慢下降,后迅速下降。含水饱和度的增加相当于岩心中流体粘度的降低,边界层厚度逐渐减小,致使油水两相启动压力梯度大幅度下降。同时,由于岩心为弱亲水,毛管压力成为驱油动力;当含水饱和度增加时,油水两相流动的渗流阻力降低,导致油水两相启动压力梯度的降低;含水饱和度较低时,油水两相启动压力梯度随含水饱和度下降的幅度较小。分析认为,由于油水两相流动时,连续的油柱常被卡断,产生大量的分散油珠;连续的液流变为分散的液滴,使孔喉处贾敏效应的作用更为强烈,增加水驱油所需的压力,致使油水两相启动压力梯度下降缓慢;而随着含水饱和度的增大,油相所占的比例逐渐减小,贾敏效应产生的副作用相对减弱,油水两相启动压力迅速下降。

表3 不同流体作用下油水两相启动压力梯度及含水饱和度实验结果

油水驱替速率比	地 层 水		质量分数为0.2% HFYQ-B		质量分数为0.35% HFYQ-B	
	油水两相启动压力梯度/(MPa·m <sup>-1</sup> )	含水饱和度,%	油水两相启动压力梯度/(MPa·m <sup>-1</sup> )	含水饱和度,%	油水两相启动压力梯度/(MPa·m <sup>-1</sup> )	含水饱和度,%
束缚水下纯油相	0.085 1	36.5	0.085 1	36.5	0.085 1	36.5
2:1	0.083 6	44.0	0.080 7	45.4	0.077 4	46.4
1:1	0.077 0	53.0	0.070 7	54.7	0.064 5	55.9
1:2	0.069 1	58.3	0.059 4	60.5	0.051 3	62.5
残余油下纯水驱	0.055 9	65.4	0.044 0	68.6	0.033 2	71.5

### 2.3 表面活性剂对超低渗透岩心相渗曲线的影响

不同界面张力下的相渗曲线(图2)表明,纯水驱时相渗曲线的油水两相区较窄,残余油下的水相相对渗透率较低(0.208),残余油下的水相相对渗透率较低(0.208),残余油饱和度较高(37.6%),采收率较低(38.9%)。随驱替液中表面活性剂质量分数的增加,油水界面张力减小,油水两相渗流区明显变宽,油相相对渗透率增加,残余油下的水相相对渗透率亦增加,残余油饱和度降低,最终采收率增加。界面张力由16 mN/m(地层水驱)降至0.008 mN/m(质量分数为0.35% HFYQ-B)时,残余油饱和度从37.6%降至28.4%,降低9.2%;同时,采收率从38.9%增至53.8%,提高了14.9%。分析认为,表面活性剂的注入降低了油水界面张力,

使油水两相流体之间的毛管阻力减小,降低了渗流阻力;可以使油滴易于形变,减小油滴在通过岩心微小喉道时由于贾敏效应产生的阻力,更易于变形、

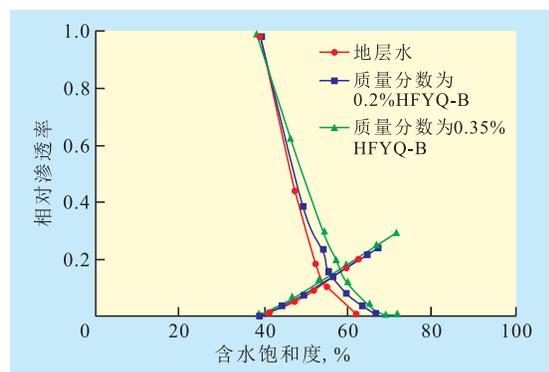


图2 不同界面张力下的相渗曲线

流动及汇聚形成油带,使残余油饱和度明显降低。油水界面张力的降低,可以减小岩石壁面油膜的粘附阻力,将油膜乳化并洗落下来。表面活性剂分子的两亲性使其可以吸附在超低渗透岩心边界层流体的表面,降低边界层流体的剥落功,减小边界层流体的厚度,使岩心可流动孔喉变大、可流动孔隙数目增多,进而减小流体的流动阻力;还可以将盲端孔隙中的原油驱替出来,提高水相的洗油能力,最终达到提高采收率的目的。

#### 2.4 表面活性剂对超低渗透岩心降压效果及提高采收率的影响

对超低渗透岩心ZIZH进行一次水驱,注入0.5倍孔隙体积的表面活性剂段塞,二次水驱过程中采收率以及注入压力的变化曲线(图3)显示,一次水驱后,注入0.5倍孔隙体积的质量分数为0.2% HFYQ-B段塞后,降压率为7.65%,提高采收率为4.09%;注入0.5倍孔隙体积的质量分数为0.35% HFYQ-B段塞后,降压率为11.7%,提高采收率为6.85%。表明注入表面活性剂可明显降低超低渗透岩心的注入压力并提高岩心采收率,且流体的界面张力越低,降压效果越好,采收率提高幅度越大。

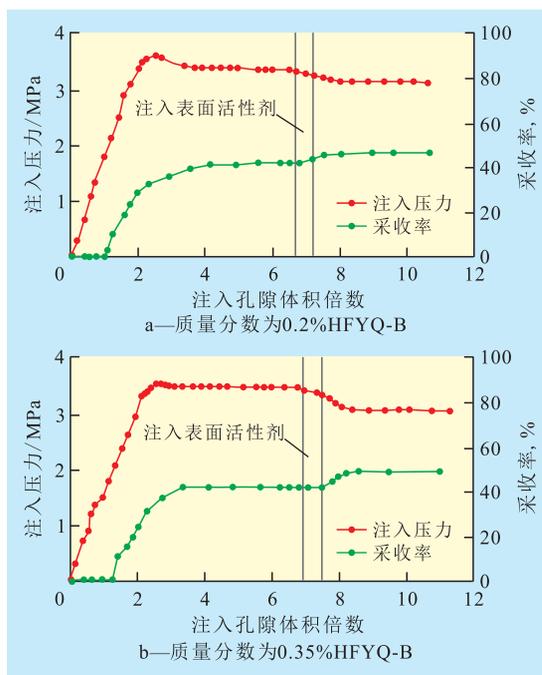


图3 表面活性剂段塞提高采收率驱替实验结果

### 3 结论

针对超低渗透岩心,表面活性剂对其渗流特征的影响具有以下规律:单相启动压力梯度实验中,注入表面活性剂在岩心中的单相启动压力梯度明

显低于地层水的启动压力梯度;油水两相启动压力梯度实验中,在油水两相相同流速比下,随界面张力的降低,油水两相启动压力梯度逐渐降低,含水饱和度逐渐增大。相渗曲线实验中,随油水界面张力的减小,油水两相渗流区明显变宽,油相的相对渗透率增加,残余油下水相相对渗透率增加,残余油饱和度降低,最终采收率增加。表面活性剂段塞驱替实验中,油水界面张力越低,降压效果越好,提高采收率幅度越大。因此,表面活性剂可以明显改善超低渗透油藏的渗流特征,尤其是界面张力低的表面活性剂对其渗透特征的影响更为明显。

#### 参考文献:

- [1] 王学军,王志欣,陈杰,等.鄂尔多斯盆地镇北油田延长组低渗透层成因及油气运移特征[J].油气地质与采收率,2010,17(1):15-18.
- [2] 高辉,解伟,杨建鹏,等.基于恒速压汞技术的特低—超低渗砂岩储层微观孔喉特征[J].石油实验地质,2011,33(2):206-211.
- [3] Zeng Lianbo, Qi Jiafu, Li Yuegang. The relationship between facies and tectonic stress field in the extra low-permeability sandstone reservoir at the south of western Sichuan depression[J]. Journal of China University of Geosciences, 2007, 18(15): 223-231.
- [4] 洪玲,王香增,王成俊,等.特低渗透油藏新型高效驱油剂的研究与应用——以延长油区杏子川油田王214试验区为例[J].油气地质与采收率,2013,20(3):92-94.
- [5] 侯瑞云,柳林旺,镇泾油田长8油层组特低渗岩性油藏成藏机制研究[J].石油实验地质,2011,33(4):378-383.
- [6] 赵益忠,程远方,刘钰川,等.启动压力梯度对低渗透油藏微观渗流及开发动态的影响[J].油气地质与采收率,2013,20(1):67-69,73.
- [7] 黄勇,李春兰,程林松,等.低渗透油藏垂直裂缝井产能评价新方法[J].油气地质与采收率,2010,17(1):99-101.
- [8] 李爱芬,张少辉,刘敏,等.一种测定低渗油藏启动压力的新方法[J].中国石油大学学报:自然科学版,2008,32(1):68-71.
- [9] 刘鹏,王业飞,张国萍,等.表面活性剂驱乳化作用对提高采收率的影响[J].油气地质与采收率,2014,21(1):99-102.
- [10] 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.
- [11] Babadagli T. A laboratory feasibility study of dilute surfactant injection for the Yibal field, Oman[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2005, 48(17): 37-52.
- [12] 赵琳,李爱芬,李会会,等.三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.
- [13] 陈鹏,王新海,李公让,等.低渗透砂岩油藏水锁损害影响因素分析[J].特种油气藏,2013,20(1):89-91.
- [14] 张祖波,罗曼莉,洪颖,等.SY/T 5345—2007岩石中两相流体相对渗透率测定方法[S].北京:石油工业出版社,2007.