

## 低渗透油藏表面活性剂降压增注效果影响因素

祝仰文<sup>1,2</sup>, 孟红丽<sup>3</sup>, 马宝东<sup>2</sup>, 施雷庭<sup>1\*</sup>, 刘丽娟<sup>4</sup>, 叶仲斌<sup>1</sup>, 罗平亚<sup>1</sup>

(1.西南石油大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500; 2.中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院, 山东 东营 257015; 3.中国石化胜利油田分公司 滨南采油厂, 山东 滨州 256600; 4.深圳百勤石油技术有限公司, 广东 深圳 518000)

**摘要:**表面活性剂通过降低油水界面张力和乳化作用实现低渗透油藏降压增注。通过宏观和微观方法研究界面张力和乳化速率对降压效果的影响,并分析界面张力和乳化速率的协同作用。结果表明,当界面张力小于5.25 mN/m时,能够实现降压作用,且随着界面张力的降低,其降压效果越显著;界面张力下降,采收率上升,但当其降低到 $10^{-1}$  mN/m时,表面活性剂提高采收率的增幅有限;界面张力达到 $10^{-2}$  mN/m时,表面活性剂仍无法完全解除水流通道中残余油的附加阻力。当表面活性剂的乳化速率大于0.11 mL/min时,有降压作用,进一步提高乳化速率,从而提高降压率,但当表面活性剂的乳化速率大于0.42 mL/min时,对降压率的影响程度减弱;对采收率增幅的影响为乳化速率加快,采收率增幅加大,当表面活性剂的乳化速率大于0.21 mL/min时,继续增加乳化速率对采收率增幅的影响不大。因此,表面活性剂用于降压增注的表面活性剂形成乳状液的时间短,能够使油水充分乳化,迅速扩大波及面积后再降低界面张力、提高洗油效率,可以更有效地降低驱替压力,提高采收率。

**关键词:**低渗透油藏 降压增注 表面活性剂 界面张力 乳化速率

中图分类号: TE357.432

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2016)01-0074-05

## Factors effecting decompression and augmented injection by surfactant in low permeability reservoir

Zhu Yangwen<sup>1,2</sup>, Meng Hongli<sup>3</sup>, Ma Baodong<sup>2</sup>, Shi Leiting<sup>1</sup>, Liu Lijuan<sup>4</sup>, Ye Zhongbin<sup>1</sup>, Luo Pingya<sup>1</sup>

(1.State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 2.Research Institute of Exploration and Development, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China; 3.Binnan Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, Binzhou City, Shandong Province, 256600, China; 4.Petro-king Oilfield Technology Ltd., Shenzhen City, Guangdong Province, 518000, China)

**Abstract:** Surfactant can achieve the purpose of decompression and augmented injection in low permeability reservoirs by reducing interfacial tension and emulsification. The effect of emulsification rate and interfacial tension on the decompression was studied through macroscopic and microscopic methods. The synergy between the interfacial tension and emulsification rate were analyzed. The results show that decompression can be reached when the interfacial tension is less than 5.25 mN/m, and the effect is more significant with the reduction of interfacial tension. If the interfacial tension reduces, oil recovery may increase; but when the interfacial tension decreases to  $10^{-1}$  mN/m, impact on the oil recovery is limited. When it arrives at  $10^{-2}$  mN/m, the surfactant cannot completely eliminate the additional resistance of residual oil in the flow channel yet. When the emulsification rate of the surfactant is greater than 0.11 mL/min, decompression effect is obvious. More pres-

收稿日期: 2015-11-21。

作者简介: 祝仰文(1973—), 男, 山东鄄城人, 高级工程师, 博士, 从事三次采油研究。联系电话: (0546)8715389, E-mail: dzyzyw@163.com。

\*通讯作者: 施雷庭(1976—), 男, 湖北枣阳人, 副教授, 博士。联系电话: (028)83032749, E-mail: flygoslt@126.com。

基金项目: 国土资源部专项项目“山东胜利油田低渗透油藏综合利用示范基地建设”(YKC0720), 中央财政支持地方高校发展专项资金“石油与天然气工程国家一级学科”(P014)。

sure drop appears with the emulsification rate improving. But when it is greater than 0.42 mL/min, it has little effect on the pressure. The oil recovery increases with the emulsification rate improving until 10.21 mL/min. But when it is higher than 0.21 mL/min, higher emulsification rate has smaller effect on the oil recovery. Therefore, the emulsification rate of suitable surfactant system should be as short as possible and thus let oil emulsified completely to gain rapid expansion of sweep area. Then the interfacial tension is reduced to improve displacement efficiency at lower pressure and thus, higher oil recovery.

**Key words:** low permeability reservoir; decompression and augmented injection; surfactant; interfacial tension; emulsification rate

在低渗透油藏降压增注措施中,表面活性剂通过降低油水界面张力、改变岩石的润湿性,以及乳化、防膨和阻垢等,改善油水渗流特性,增大水相渗透率,从而降低注入压力<sup>[1-8]</sup>。针对不同的油藏,降压增注措施所需表面活性剂的种类和性能各不相同,因此需要研究各性能对降压增注效果的影响,以便体系筛选<sup>[9-12]</sup>。王倩认为随着油水间的界面张力降低,降压效果变好,但当油水界面张力降低至 $10^{-3}$  mN/m后降压效果变化不大<sup>[13]</sup>;尚朝辉通过室内实验证明,乳化速率越大,表面活性剂驱启动压力越小,无水采油期和采收率越高<sup>[14]</sup>。为此,笔者通过研究表面活性剂界面张力和乳化速率对降压增注效果的影响,分析两者在降压增注措施中的协同作用,为合成、筛选或优化合适的降压增注用表面活性剂提供理论依据。

## 1 界面张力对降压增注效果的影响

为分析界面张力与表面活性剂降压增注效果之间的关系,筛选了乳化能力相当(包括乳化速率、乳状液类型及粒径大小、乳状液稳定性),界面张力不同的表面活性剂。

**实验样品** 实验所用药品为两性偏阳离子型表面活性剂(HY100-A);实验所用岩样为纯化油藏岩心,岩心气测渗透率为 $53.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

**表面活性剂性能评价方法** 采用TX500C旋转滴超低界面张力仪对油水体系的动态界面张力进行测定,实验温度为 $80^\circ\text{C}$ ;利用涡流搅拌机搅拌样品,油水比例为1:1,转速为500 r/min时,测定单位时间的乳化量,计算乳化速率;采用SteREO Discovery.V12高倍显微镜捕捉图形,观察乳状液类型,测量粒径大小;在实验温度为 $80^\circ\text{C}$ 的玻璃观察窗中,静置观察油水分离的情况,记录不同时间内样品的析水量并计算析水率,将120 min内、析水率小于10%界定为乳状液稳定性好;将60 min内、析水率未达到50%界定为乳状液稳定性良<sup>+</sup>;将60 min内、析水率达到50%界定为乳状液稳定性良<sup>-</sup>;将10 min内

完全破乳界定为乳状液稳定性差。研究界面张力与降压增注效果之间关系所用的表面活性剂的乳化性能在一定范围内变化不大(表1),界面张力为 $10^{-2} \sim 10^2$  mN/m;其粘度与水的粘度相比较,差值在10%内;不同表面活性剂驱替结束后,岩心水湿性增强,但接触角变化在 $10^\circ$ 以内。

表1 不同界面张力体系的性能参数  
Table1 Performance parameters of the surfactant with various interfacial tensions

溶液质量浓度/( $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$ )	界面张力/( $\text{mN} \cdot \text{m}^{-1}$ )	乳化速率/( $\text{mL} \cdot \text{min}^{-1}$ )	乳状液类型	乳状液颗粒粒径/ $\mu\text{m}$	乳状液稳定性等级
0	23.50				
50	12.80	0.09	O/W	15~50	差
100	5.25	0.09	O/W	15~50	差
150	2.90	0.10	O/W	15~50	差
250	0.12	0.08	O/W	15~50	差
300	0.02	0.12	O/W	15~50	差

**实验过程** 岩心水驱油至含水率为95%且压力平稳时,依次注入不同界面张力的表面活性剂至压力平稳,计算降压率(水驱油平稳压力和表面活性剂驱油平稳压力的差与水驱油平稳压力的比值)。同时利用表1中的表面活性剂开展微观可视化驱油实验,拍摄记录油水渗流特征和油水分布;实验结束后,利用像素统计法分析不同表面活性剂的微观采收率增幅。由图1可以看出,降压率随着界面张力的变化呈现出2个区间,分界线是界面张力

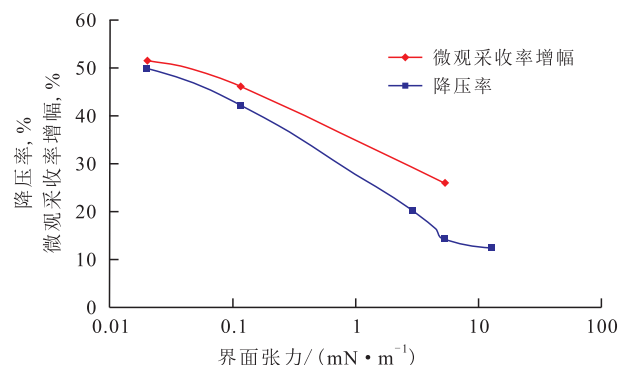


图1 降压率、微观采收率增幅与界面张力的关系

Fig.1 Relationship between decompression rate, incremental range of microscopic recovery efficiency and interfacial tension

为5.25 mN/m时。当界面张力高于5.25 mN/m时,降压率随着界面张力的变化不大,降压效果不明显;当界面张力低于5.25 mN/m时,降压率随着界面张力的变化较快,此时降低界面张力,油水两相渗流阻力降低,降压效果明显。同时,随着界面张力的降低,微观采收率增幅呈上升趋势。当界面张力高于 $10^{-1}$ 数量级时,随着界面张力的下降,微观采收率增幅上升较快;界面张力低于 $10^{-1}$ 数量级高于 $10^{-2}$ 数量级时,微观采收率增幅变缓。

由图1可知,对于不同的界面张力,降压率和微观采收率增幅不同,且界面张力为0.02 mN/m时,效果最好。通过高温微观可视化模型观察界面张力为0.02 mN/m,质量浓度为300 mg/L的HY100-A溶液驱替后的残余油分布,可以发现部分柱状残余油、孔喉残余油、盲端残余油、角隅残余油、重质残余油以及未波及区的剩余油仍未被启动(图2),即使界面张力达到 $10^{-2}$  mN/m数量级,表面活性剂仍然无法完全解除水流通道中残余油的附加阻力。因此,通过降低界面张力减小渗流阻力,进行降压增注措施有一定的局限性。

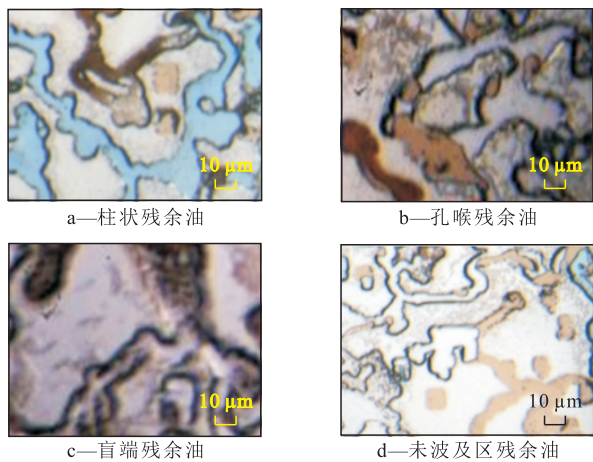


图2 表面活性剂驱替后残余油分布

Fig.2 Residual oil distribution after surfactant flooding

## 2 乳化速率对降压增注效果的影响

因为界面张力的降压增注效果有一定的局限性,需进一步研究乳化速率对降压增注效果的影响,所采用的方法为表面活性剂宏观驱油实验和微观可视化实验,得到不同体系对应的降压率和采收率(表2)。由微观采收率增幅与乳化速率的关系(图3)可以看出,当乳化速率为0.08~0.11 mL/min时,随着乳化速率加快,降压率上升,但上升趋势不明显;当乳化速率为0.11~0.42 mL/min时,随着乳

表2 不同乳化速率体系的性能参数

Table2 Performance parameters of the surfactant with various emulsification rates

溶液质量浓度/(mg·L <sup>-1</sup> )	乳化速率/(mL·min <sup>-1</sup> )	界面张力/(mN·m <sup>-1</sup> )	乳状液类型	乳状液颗粒径/μm	乳状液稳定性等级
1 000	0.08	0.75	O/W	15~50	良
2 000	0.21	0.79	O/W	15~50	良
2 500	0.42	0.78	O/W	15~50	良
3 000	0.11	0.81	O/W	15~50	良
4 000	0.83	0.81	O/W	15~50	良

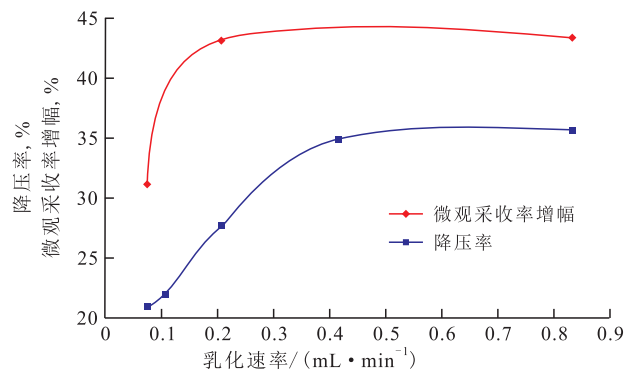


图3 降压率、微观采收率增幅与乳化速率的关系

Fig.3 Relationship between decompression rate, incremental range of microscopic recovery efficiency and emulsification rate

化速率上升,降压率随之升高,乳化速率越大,降压率越高,说明在高含水开发阶段,通过表面活性剂的乳化作用能够不断地降低残余油带来的附加阻力,提高水相渗透率,而且乳化速率越大,可以更有效地缓解注不进、采不出问题。同时,乳化速率在增至0.21 mL/min过程中,微观采收率增幅呈快速上升趋势;当乳化速率继续增加时,微观采收率增幅变化不大,再进一步增加乳化速率对微观采收率增幅的影响不大。由此可见,乳化速率为0.11~0.21 mL/min时,降压率和微观采收率增幅均呈快速上升趋势。

## 3 界面张力和乳化作用的协同作用

表面活性剂的降压增注效果是由界面张力性能和乳化作用共同影响的。当表面活性剂进入岩心后,因其同时具有亲水性和亲油性,在界面上不断吸附,逐渐降低油水界面张力;同时,表面活性剂在岩心中各种剪切应力的作用下,不断形成乳状液。若表面活性剂的乳化速率不同,在相同外力作用下形成乳状液所需时间不同,乳化速率越大,形成乳状液所需时间越短,在岩心中越易形成乳状液。岩心中的表面活性剂通过不断进行吸附和解

吸附,最终达到吸附平衡,从而达到界面张力最低值,此过程所需时间是不同的(图4)。由图4可以看出,乳化速率为0.08 mL/min的表面活性剂的动态界面张力在较短的时间内就能达到最低值;而乳化速率为0.21 mL/min的表面活性剂的界面张力达到最低值所需时间相对较长。

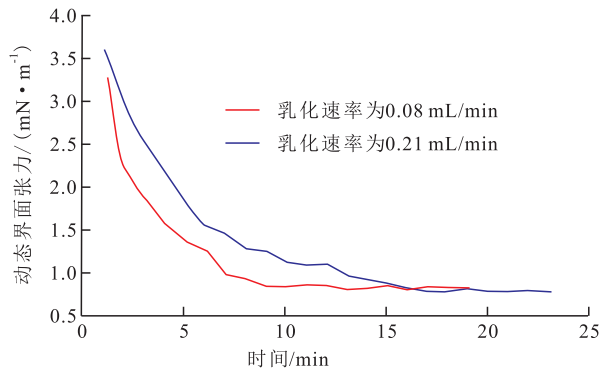


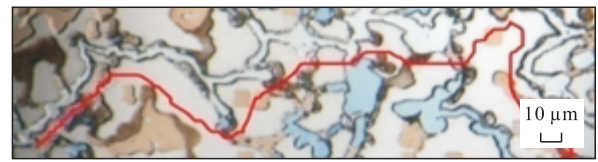
图4 不同乳化速率的表面活性剂的动态界面张力变化

Fig.4 Dynamic interfacial tension change of surfactants with various emulsification rates

表面活性剂在界面上吸附,从而降低界面张力是能量降低的过程,属于自发过程。而乳化过程是能量增加的过程,需要外界施力做功,当给予的能量足够时才能形成乳状液。当表面活性剂进入岩心后,这2个过程同时开始,但是其速度不同,导致效果也不尽相同。为了探讨降低界面张力性能和乳化作用在降压增注过程中的关系,分别观察表面活性剂在不同驱替阶段结束时的油水分布(图5)。

当乳化速率由0.08 mL/min增至0.21 mL/min时,未波及区剩余油增加,微观采收率增幅增大;当乳化速率由0.21 mL/min增至0.83 mL/min时,在界面张力、驱油效率和波及面积不变的情况下,乳化速率对微观采收率增幅的影响不大。

岩心中表面活性剂首先进入已经形成的主要水流通。当表面活性剂乳化速率为0.08 mL/min时,在岩心内不易形成乳状液,而界面张力达到最低值所需要的时间较短,此时表面活性剂发挥降低界面张力的作用,驱替出与之接触的残余油,降低主要水流通中的流动阻力。由于表面活性剂与残余油之间的界面张力小于注入水与残余油之间的界面张力,表面活性剂只需克服较小的阻力便可进入主要水流通的边隅,但扩大的波及面积有限。一段时间后,由于孔隙流体的剪切作用,逐渐形成乳状液,乳状液中的大粒径部分使得主要水流通中流动阻力增大,表面活性剂开始进入未波及区,但因其大部分是从主要水流通中通过的,且残余油较少,形成的乳状液也较少,新增水流通



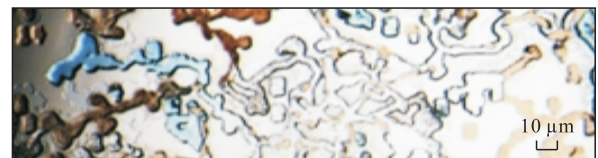
a—乳化速率为0.08 mL/min的水驱



b—乳化速率为0.08 mL/min的表面活性剂驱



c—乳化速率为0.21 mL/min的水驱



d—乳化速率为0.21 mL/min的表面活性剂驱

图5 不同乳化速率的表面活性剂驱后的油水分布

Fig.5 Oil/water distribution after displacing by surfactants with various emulsification rates

有限(图5a,5b)。

当表面活性剂乳化速率为0.21 mL/min时,进入岩心初始便快速形成乳状液,主要水流通中流动阻力增加,在压差作用下,后注入的表面活性剂则进入非主要水流通和未波及区;此后,界面张力降低至最低值,在所流经区域低界面张力发挥驱油作用,水流通中的残余油含量降低,附加阻力降低。在驱替结束时,水流通增多,水流通面积增大(图5c,5d)。

由此可见,不同乳化速率的表面活性剂降压增注的作用方式不同,低乳化速率的表面活性剂主要依靠低界面张力洗油降低残余油附加阻力、增大水流通面积、提高水相渗透率、降低注入压力;高乳化速率的表面活性剂主要依靠扩大波及体积、增多水流通、降低注入压力,同时洗油作用能够有效地降压增注。

## 4 结束语

表面活性剂界面张力小于5.25 mN/m时,能够实现降压作用,随着界面张力的降低,其降压效果越明显;随着界面张力的下降,采收率增幅快速增加,但当界面张力降低到 $10^{-1}$  mN/m时,采收率增幅

有限;界面张力达到  $10^{-2}$  mN/m 时,表面活性剂仍无法完全解除水流通道中残余油的附加阻力。当其乳化速率大于 0.11 mL/min 时,有降压作用,进一步提高乳化速率,可以明显地提高降压率,当乳化速率大于 0.42 mL/min 时,其对降压率的影响程度减弱;随着乳化速率的增加,采收率增幅先快速增加,当乳化速率大于 0.21 mL/min 时,采收率增幅逐渐变缓。

低界面张力主要用于提高洗油效率,增大水流通道面积;乳化作用主要是扩大波及体积,增多水流通道。表面活性剂形成乳状液的时间越少于形成最低动态界面张力的时间,越容易迅速扩大波及面积后再降低界面张力、提高洗油效率,更有效地降低驱替压力。

#### 参考文献:

- [1] 赵琳,王增林,吴雄军,等.表面活性剂对超低渗透油藏渗流特征的影响[J].油气地质与采收率,2014,21(6):72-75.  
Zhao Lin, Wang Zenglin, Wu Xiongjun, et al. Effect of surfactant on seepage characteristics of ultra-low permeability reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(6): 72-75.
- [2] Li K. Theoretical development of the Brooks-Corey capillary pressure model from fractal modeling of porous media[C]. SPE 89429, 2004: 17-23.
- [3] 张星,毕义泉,汪庐山,等.低渗透油藏活性水增注技术探讨[J].石油地质与工程,2009,23(5):121-123.  
Zhang Xing, Bi Yiquan, Wang Lushan, et al. Research on activity of water increase injection technique in low permeability [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2009, 23(5): 121-123.
- [4] 吴晨宇,侯吉瑞,赵凤兰,等.三元复合体系启动水驱后剩余油微观机理[J].油气地质与采收率,2015,22(5):84-88.  
Wu Chenyu, Hou Jirui, Zhao Fenglan, et al. Study on the microscopic mechanism of driving remaining oil by ASP compound system after water flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(5): 84-88.
- [5] 李常友.胜利油田注水井增注技术新进展[J].石油与天然气化工,2014,43(1):73-77.  
Li Changyou. New progress of injection technology for water injection well in Shengli oilfield [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2014, 43(1): 73-77.
- [6] 吴景春,井立军,史连杰,等.特低渗透油层降压增注现场单井试验[J].大庆石油学院学报,2003,27(2):87-88.  
Wu Jingchun, Jing Lijun, Shi Lianjie, et al. Single-well field test based on technology of lowering injection pressure and enhancing water injection for extra low permeability reservoirs [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2003, 27(2): 87-88.
- [7] Son J E, Neale G H, Hornof V. Interfacial tension and phase behavior characteristics of petroleum sulfonate/lignosulfonate mixtures [J]. The Canadian Journal of Chemical, 2009, 60(5): 684-691.
- [8] 侯吉瑞,谢玉银,赵凤兰,等.复合体系各组分对油水界面剪切粘弹性的影响规律[J].油气地质与采收率,2015,22(1):68-73.  
Hou Jirui, Xie Yuyin, Zhao Fenglan, et al. Effects of components in combination system on oil-water interfacial shear viscoelasticity [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 68-73.
- [9] 徐娜,刘卫东,李海涛.季铵盐型季连表面活性剂 G-52 的降压增注效果[J].油田化学,2007,24(2):138-142.  
Xu Na, Liu Weidong, Li Haitao. A study on quaternary ammonium salt Gemini surfactant G-52 for water injection well stimulation in low permeability reservoirs [J]. Oilfield Chemistry, 2007, 24(2): 138-142.
- [10] 游利军,康毅力,陈一健,等.致密砂岩气藏水相圈闭损害实验研究及应用[J].钻井液与完井液,2006,23(2):4-7.  
You Lijun, Kang Yili, Chen Yijian, et al. Experiments and applications of water phase trapping in tight gas sand reservoirs [J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2006, 23(2): 4-7.
- [11] 许建红,马丽丽.低渗透裂缝性油藏自发渗吸渗流作用[J].油气地质与采收率,2015,22(3):111-114.  
Xu Jianhong, Ma Lili. Spontaneous imbibition in fractured low permeability reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(3): 111-114.
- [12] 姜瑞忠,于成超,孔垂显,等.低渗透油藏优势渗流通道模型的建立及应用[J].特种油气藏,2014,21(5):85-88.  
Jiang Ruizhong, Yu Chengchao, Kong Chuixian, et al. Establishment and application of dominant seepage path model of low-permeability oil reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(5): 85-88.
- [13] 王倩.低渗透油藏表面活性剂驱降压增注及提高采收率实验研究[D].东营:中国石油大学(华东),2010.  
Wang Qian. Experimental study of surfactant flooding in reducing injecting pressure and EOR for low-permeability reservoir [D]. Dongying: China University of Petroleum (East China), 2010.
- [14] 尚朝辉.桩西表面活性剂驱油体系的研究与应用[D].北京:中国石油大学,2006.  
Shang Chaohui. Research and application of surfactant flooding system in Zhuangxi oil production plant [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2006.

编辑 王星