

低渗透油田表面活性剂增注效果预测

吴景春¹ 欧志杰¹ 吕孝明¹ 盖德林²

(东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室,大庆 163318;大庆油田有限责任公司采油工程研究院,大庆 163453)

摘 要 针对低渗透油田在注水开发过程中注入压力高、压力传导慢等问题,室内进行了表面活性剂相对渗透率和天然岩心降低注入压力等实验研究。实验结果表明,在水驱基础上,天然岩心注入浓度为0.5%的NS—1表面活性剂后,后续水驱压力降低25%以上,降压效果明显。根据油水相对渗透率曲线,在油水两相径向稳定渗流条件下,对表面活性剂增注效果、段塞尺寸与增注量的关系等进行了预测。

关键词 低渗透油田 表面活性剂 增注 预测

中图分类号 TE348; **文献标志码** A

我国的大部分低渗透油田主要以注水开发方式为主,低渗透油田普遍存在着孔喉细小、渗透率低、渗流阻力大等特征,在较高的驱替压力下流体才能流动。加之储层中存在敏感矿物、注入水不配伍等因素导致油层伤害,油层吸水能力不断降低,注水压力不断上升,从而造成水井注不进,油井采不出的现象,直接影响油田的采油速度^[1,2]。如何解决低渗透油田降压增注的技术问题,提高油层的吸水能力已成为当前研究的重要课题。

目前低渗透油田的降压增注措施主要有压裂、酸化或化学解堵、活性水增注等。压裂是低渗透油层增产的普遍措施,有效的造缝可以明显提高单井产量或注入量,由于油层物性的差异导致有效期相差很大;酸化或化学解堵可以有效处理近井地带,但有效期短,容易受到储层敏感性的限制;活性水增注伴随着注水进行,处理半径较大,可以改善油、水渗流特性,降低注入压力和残余油饱和度,是提高油层吸水能力的有效方法^[3]。

1 岩心流动性实验

1.1 实验准备

采用天然岩心进行流动性实验,实验用油为地层原油与中性煤油配制的模拟油,模拟地层水矿化度为6 400 mg/L,表面活性剂NS—1的浓度为0.5%,驱替流量为0.1 mL/min。

1.2 表面活性剂相对渗透率的测定

依据石油天然气行业标准《油水相对渗透率测定》,采用非稳态法来测定表面活性剂相对渗透率,对比油水相对渗透率曲线和表面活性剂相对渗透率曲线的差别,实验结果如图1所示。

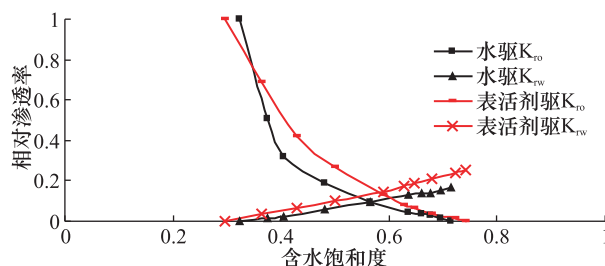


图1 水驱、表面活性剂驱相对渗透率
曲线($K = 10.44 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)

随着表面活性剂的注入,可动油饱和度明显增加,残余油饱和度降到了30%左右,扩大了油、水两相共渗区范围,采出程度得到一定程度的提高;油

2011年1月24日收到 国家自然科学基金(51074034)、
黑龙江省高校科技创新团队建设计划资助
第一作者简介:吴景春,(1968—),男,副教授,博士,研究方向:油
气田开发理论与技术。E-mail:w6529@163.com。

相相对渗透率曲线明显抬高,水相相对渗透率曲线提高幅度较小,相同含水饱和度条件下,油井含水率将大幅下降;油、水等渗点发生右移,说明表面活性剂溶液驱后,油层岩石表面物理化学性质发生了变化,岩石表面亲水性进一步增强。

1.3 降压实验

使用渗透率不同的 2 块天然岩心进行平行实验,水驱至压力稳定,改为 0.5% NS—1 表面活性剂驱,接着后续水驱,比较表面活性剂不同用量下的降压效果,实验结果如表 1 所示。

表 1 表面活性剂降低注入压力实验结果			
岩心编号		1-1	1-2
孔隙度/%		14.64	14.94
渗透率		9.98	9.15
水驱	注入量/PV	5.7	4.96
	压力/MPa	3.19	4
活性剂驱	浓度/%	0.5	0.5
	段塞尺/寸 PV	1.0	0.5
后续水驱压力/MPa		2.16	2.99
降压率/%		32.33	25.20

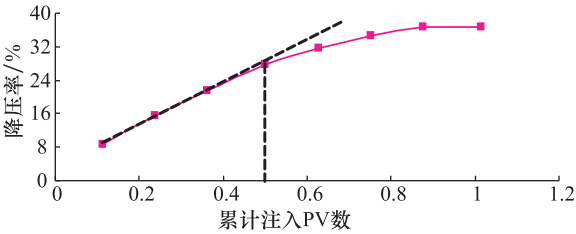


图2 岩心 1-1 活性剂注入量与降压率的变化关系曲线

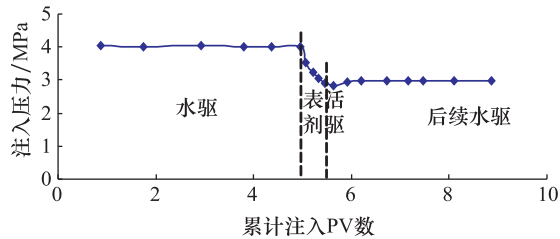


图3 岩心 1-2 水驱—活性剂驱—后续水驱压力变化

降压实验表明,降压率随着表面活性剂注入量的增加而增大,当表面活性剂注入量大于 0.5 PV 时,降压率的增幅变缓,并最终趋于稳定。通过注

入 0.5 PV 浓度为 0.5% 的 NS—1 表面活性剂,注入压力可降低 25% 以上(图 2),且在后续水驱过程中压力比较稳定,降压作用明显,最终确定表面活性剂的段塞尺寸为 0.5 PV(图 3)。

2 注水井增注量预测

2.1 基本公式

基本公式采用油水两相径向稳定渗流压力及产量公式,对于油井泄流区域给定供给边界压力和井底流压,油层压力分布满足如下边值问题。

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r \lambda_t \frac{dP}{dr} \right) = 0 \tag{1}$$

$$P(r_w) = P_{wf} \tag{2}$$

$$P(r_e) = P_e \tag{3}$$

其中 $\lambda_t = k_{ro}/\mu_o + k_{rw}/\mu_w$ 是关于 r 的函数; k_{ro} 、 k_{rw} 分别为油、水相对渗透率; μ_o 、 μ_w 分别为油、水黏度; P_e 、 P_{wf} 分别为边缘压力和井底流压; r_e 、 r_w 分别为泄流区半径和井半径。

对式(1)一式(3)求解得

$$P(r) = P_{wf} + \left[\left(\int_{r_w}^r \frac{dr}{r \lambda_t(r)} \right) / \left(\int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r \lambda_t(r)} \right) \right] (P_e - P_{wf}) \tag{4}$$

$$\text{井筒产液量: } q_l = 2\pi k h (P_e - P_{wf}) / \left(\int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r \lambda_t(r)} \right) \tag{5}$$

相对渗透率曲线统计结果表明,油井见水后上述诸关系可用下列解析公式近似描述^[4]

$$S_w = a_1 + b_1 r^2 \tag{6}$$

$$\lambda_t = a_2 + b_2 S_w + c_2 S_w^2 \tag{7}$$

$$\lambda_t = a_3 + b_3 r^2 + c_3 r^4 \tag{8}$$

2.2 实例分析

地层渗透率 $k = 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 油层厚度 $h = 5 \text{ m}$, $\mu_o = 8.7 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, $\mu_w = 0.8 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, $\varphi = 0.15$, $S_{wi} = 0.35$, $P_i = 15 \text{ MPa}$, $P_e = 28 \text{ MPa}$, $P_{wf} = 2 \text{ MPa}$, 泄油半径 $r_e = 200 \text{ m}$, 井半径 $r_w = 0.1 \text{ m}$, 注采平衡, 相对渗透率如图 1 所示。

由油、水相对渗透率曲线得到油井见水后,累计产液量为 $\sum Q_l = 0.25 \text{ PV}$ 时水驱解析公式

$$S_w = 0.459 + 6.318 \times 10^{-6} r^2 \quad (9)$$

$$\lambda_i = 0.4484 - 1.7101 S_w + 1.9751 S_w^2 \quad (10)$$

$$\lambda_i = 0.0796 + 0.645 \times 10^{-6} r^2 + 7.885 \times 10^{-11} r^4 \quad (11)$$

当水驱累计产液量为 $\sum Q_i = 0.5$ PV 时,油井含水率为 $f_w = 91.87\%$,改为表面活性剂驱,累计产液量为 $\sum Q_i = 0.5$ PV 时,表面活性剂驱解析公式为

$$S_w = 0.588 + 3.097 \times 10^{-6} r^2 \quad (12)$$

$$\lambda_i = 0.1947 - 0.5669 S_w + 0.9881 S_w^2 \quad (13)$$

$$\lambda_i = 0.202 + 1.841 \times 10^{-6} r^2 + 0.948 \times 10^{-11} r^4 \quad (14)$$

由此可以计算表面活性剂用量与增注效果的关系,结果如图 4 所示。

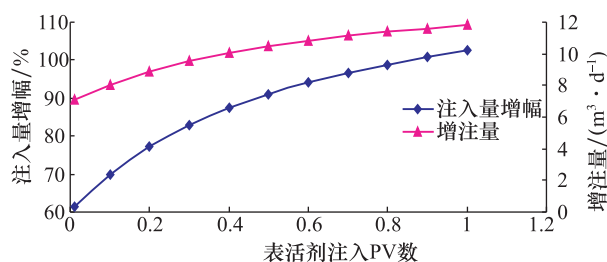


图 4 表面活性剂注入 PV 数与增注量的变化曲线

计算结果表明,使用浓度为 0.5% 的 NS—1 表面活性剂驱,可以显著提高水井注入量,注入量增

幅随着表面活性剂注入量的增加而增大,且在表面活性剂的注入量小于 0.5PV 时,增幅较明显。

3 结论

(1) 筛选的 NS—1 表面活性剂与储层流体有较好的配伍性,油水相对渗透率测定结果表明,表面活性剂驱的水相相对渗透率最终值有明显提高,可有效提高注水井的注水能力。

(2) 室内降压实验表明,浓度为 0.5% 的 NS—1 表面活性剂的最佳的段塞尺寸为 0.5PV,在该方案下,降压率可达到 25% 以上。

(3) 在油水两相径向稳定渗流条件下,根据水驱、表面活性剂驱相对渗透率曲线,计算出表面活性剂段塞尺寸与增注量的关系。

参 考 文 献

- 1 吴景春,贾振岐,孙连荣,等.降低特低渗透油层启动压力机理分析.大庆石油学院学报,2003;27(2):83—84
- 2 洪伟,金燕波.表面活性剂降压增注技术在低渗透油田应用研究.采油通讯,2007;(3):47—50
- 3 张星,毕义泉,汪庐山,等.低渗透油藏活性水增注技术探讨.石油地质与工程,2009;23(5):121—123
- 4 计秉玉.油水两相径向稳定渗流条件下压力分布及产量变化特征.大庆石油地质与开发,1995;14(3):44—46

Study on the Prediction Method for Injection Increase by Surfactant at the Low Permeability Oilfield

WU Jing-chun¹, OU Zhi-jie¹, LÜ Xiao-ming¹, GAI De-lin²

(Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery of Education, Northeast Petroleum University¹, Daqing 163318, P. R. China;

Research Institute of Oil Production Engineering, Daqing Oilfield Company Limited², Daqing 163453, P. R. China)

[Abstract] Water flooding development lead to high pressure in water injection and slow pressure conduction in low permeability oil field. Laboratory study of the relative permeability and to reduce the injection pressure of the natural core are made. Through 0.5% NS—1 surfactant flooding, the follow-up water flooding pressure reduced by 25% or more, step-down effect is obvious. According to the experimental relative permeability curves, under the condition of radial stable seepage flow with two phases of oil and water, the relationship between surfactant slug size and increasing injection volume was predicted.

[Key words] low permeability oil field surfactant increasing injection prediction