

低渗透储层水锁伤害解除技术室内研究

刘国霖¹ 孔玉明² 沈蔚¹ 王荣茹¹

1.长江大学石油工程学院,湖北 荆州 434023

2.长江大学化学与环境工程学院,湖北 荆州 434023

摘要:

针对低渗透储层因水锁引起的地层伤害问题,开展了解除水锁伤害的研究。分析了产生油井水锁伤害的机理,同时考虑界面活性和破乳性能研制出一种高效水锁解堵剂,对其制备方法、性能评价以及解除水锁伤害实验进行了研究。评价结果表明,该产品能够有效降低油水间界面张力,使油水界面张力达到 6.089×10^{-3} mN/m,同时具有良好的破乳性能,3 h 内对模拟原油乳状液的破乳率达 90% 以上;岩心物模实验证明,水锁解堵剂对水锁伤害后岩心的渗透率恢复率达 85% 以上,能够有效地解除乳化堵塞和水锁效应对地层渗透率的伤害。

关键词:

水锁伤害;水锁解堵剂;界面张力;低渗透

文献标识码:A

文章编号:1006-5539(2012)04-0067-03

0 前言

油田进入开发后期,地层压力下降,在维护作业中,采用清水冲砂、洗井,常因地层压力过低造成大量清水漏入地层,甚至“倒灌”,发生水锁伤害^[1],在油田生产现场经常发生维护作业后油井产量下降甚至不出油的情况。通过对水锁伤害机理的研究,在大量室内实验的基础上研制开发了一种高效水锁解堵剂,能够有效地解除乳化堵塞和水锁效应对地层渗透率的伤害,恢复地层渗透率及油井原有的产能。

1 水锁伤害机理

1.1 毛细管效应

外来流体渗入水润湿的油层孔道后,把储层中的原油推向储层深部,并在油水界面形成一个凹向油相

的弯液面而产生毛细管压力^[2-5]。毛细管阻力为:

$$P_c = \frac{2\sigma}{r} \cos\theta \quad (1)$$

式中 P_c ——油水间毛细管力, mN;
 σ ——油水间界面张力, mN/m;
 θ ——油水间接触角;
 r ——毛细管半径, m。

1.2 贾敏效应

油水两相在地层中流动时,会有大量的乳化液滴出现,乳化液滴在通过岩心孔隙的喉道处时,会产生附加压力,即:

$$P_{\text{乳滴}} = 2\sigma \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right) \quad (2)$$

式中 $P_{\text{乳滴}}$ ——乳状液阻力, mN;

收稿日期:

2012-04-29

基金项目:

中石化河南油田资助项目(G00501-10-2S-0040)

作者简介:

刘国霖(1988-),男,山东潍坊人,硕士研究生,主要从事油田化学和提高采收率方面的学习和研究。

σ ——油水间界面张力, mN/m;

R_1, R_2 ——油、水两相液膜的曲率半径, m。

1.3 其他因素

按照毛管束模型^[6], 在毛细管压力作用下, 外来流体侵入, 根据 Laplace 公式和 Poiseuille 定律, 可得到在压差 ΔP (Pa) 作用下, 将半径为 r (m) 的毛细管中长度为 L (m) 的外来流体排出所需要的时间 T (s) 为:

$$T = \frac{4\mu L^2}{r^2 \Delta P - 2\sigma r \cos\theta} \quad (3)$$

式中 σ ——外来流体的表面张力, N/m;

θ ——毛细管壁上的润湿角;

μ ——外来流体的粘度, $N \cdot s/m^2$ 。

由式(3)可得, 欲使油相驱动水相流向井筒, 必须克服毛细管阻力和乳状液滴堵塞产生的阻力。如果产层的能力不足以克服上述阻力, 就不能把水段塞驱开而造成伤害。此外, 造成水锁伤害还与侵入流体的表面张力、润湿角、粘度以及驱动压差和外来流体的侵入深度等因素有关。因此, 渗透率越低, 孔喉半径越小, 油层压力越低, 越容易产生水锁伤害。

2 室内配方研究

2.1 实验仪器及药品

实验仪器。721 型分光光度计; JY 型电子天平(美国); TX500C 系列旋转界面张力测定仪(美国); DK-S22 电热恒温水浴锅; GJSS-B12K 高速变频搅拌机; 具塞量筒; 滴液漏斗。

实验药品。表面活性剂: 尼纳尔(6501)、SBAI(实验室自制); 破乳剂: JPCI-1、YT-5、ZS-711、SP169、TA1031; 实验用水为下二门联合站过滤液; 实验用油为井下 5-610 地层原油。

2.2 表面活性剂复配体系优化

在实验室对不同质量分数的尼纳尔和 SBAI 进行复配, 运用 TX500C 系列旋转界面张力测定仪分别对复配体系进行界面张力测定^[7], 实验条件为: 旋转界面张力测定仪转速为 5 300 r/min, 测试温度为 90 °C, 界面张力均为对样品测试 2 h 后的稳定值。

通过一系列筛选实验得出最优复配体系为 0.50% 尼纳尔+0.30% SBAI, 并对其界面张力测定实验。该复配体系动态界面张力, 见图 1。复配体系的界面张力随着时间的增加而下降, 测定到 60 min 时, 界面张力达到最低值 5.336×10^{-3} mN/m。随着时间继续延长, 界面张力基本达到稳定, 体系达到动态平衡。

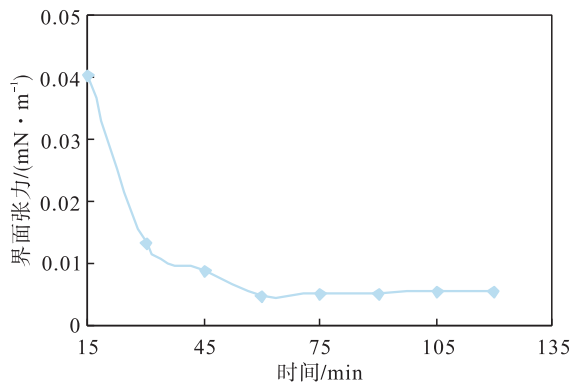


图 1 复配体系界面张力随时间的变化曲线

2.3 破乳体系筛选

为解除外来水相流体与地层原油产生的乳化堵塞, 可在水锁解堵剂配方体系中加入破乳剂, 使其具有破乳性能。在实验室对破乳剂进行破乳除油实验^[8], 由于所配乳液的稳定性能欠佳, 实验所使用的模拟 O/W 型乳液需要在实验前 2 h 内配制, 破乳剂的添加量为 150 mg/L, 破乳温度 90 °C, 破乳时间 120 min。根据评价实验结果得出, JPCI-1 的破乳性能较好, 结果见表 1。

表 1 各破乳剂对模拟原油乳状液的破乳结果

破乳剂	实验现象	水体颜色
TA1031	无油滴上浮, 乳状液无变化	褐色
JPCI-1	反应迅速, 大量油滴上浮, 油水界面清晰	清澈
ZS-711	反应较慢, 少量油滴上浮, 油水界面浑浊	浑浊
SP169	反应较慢, 少量油滴上浮, 油水界面浑浊	浑浊
YT-5	反应较慢, 少量油滴上浮, 油水界面浑浊	浑浊

2.4 水锁解堵剂的界面活性评价

通过对表面活性剂体系和破乳体系的复配优化实验, 最终确定水锁解堵剂的配方体系为 0.50% 尼纳尔+0.30% SBAI+0.05% JPCI-1。为了进一步评价水锁解堵剂的界面特性, 对体系进行动态界面张力测定, 实验条件为: 旋转界面张力仪转速为 5 300 r/min, 测试温度 90 °C。由图 2 测定结果可知, 水锁解堵剂与原油间的界面张力随着时间的增加而下降, 测定到 60 min 时, 界面张力达到超低, 为 6.089×10^{-3} mN/m, 随着时间继续增加, 界面张力基本不变, 体系达到动态平衡。

2.5 水锁解堵剂的破乳性能评价

考察了破乳温度为 90 °C, 不同破乳时间下水锁解堵剂对模拟原油乳状液的破乳效果^[9]。由图 3 可知,

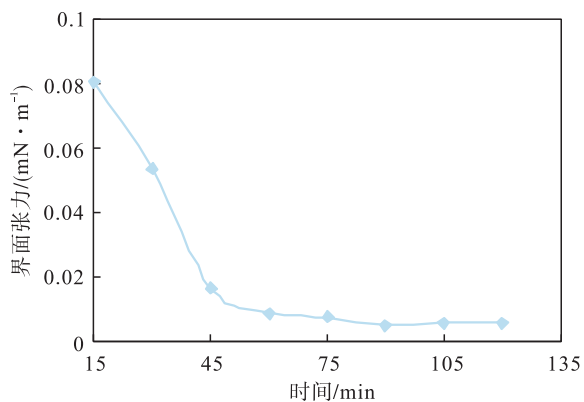


图 2 水锁解堵剂界面张力随时间的变化图

当破乳时间为 0.5 h 时破乳率为 47.3%，随着时间的增加，破乳率迅速上升，1.5 h 时达到 84.6%，当破乳时间达到 3 h 时破乳率为 92.7%，表明该水锁解堵剂具有良好的破乳性能。

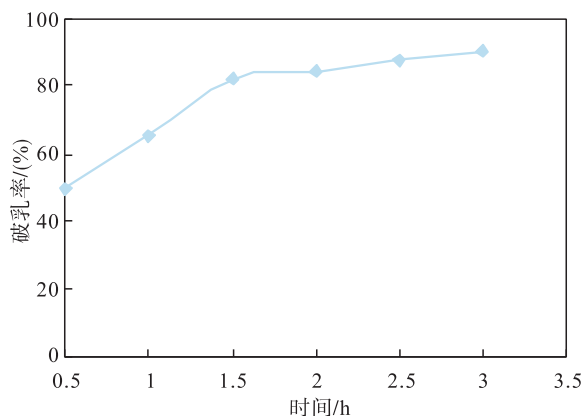


图 3 破乳率随时间的变化图

3 室内岩心物模实验

将岩心样品抽空，饱和地层水后，装入岩心夹持器中，用原油驱替（实验温度 90℃，驱替压力 0.5 MPa），稳定后测得的油相渗透率作为初始渗透率，再将一定量的地层水反向通入岩心，模拟外来流体侵入过程，静置 2 h 后用原油驱替，稳定后测油相渗透率作为水锁后渗透率，最后反向注入 10 PV 水锁解堵剂，静置 16 h 后用原油驱替，稳定后测油相渗透率为解堵后渗透率，实验结果见表 2。结果表明：

a) 在油相渗透率稳定之后，反向注入一定孔隙体积的地层水，对油相渗透率将产生较严重的伤害，伤害率均超过 50%，且岩心渗透率越低，伤害越严重。

b) 该水锁解堵剂具有很好的解堵效果，对已造成伤害的岩心渗透率恢复率达 85% 以上。

表 2 水锁解堵剂岩心物模实验结果

岩心号	初始渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	水锁后渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	解堵后渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	渗透率恢复率 / (%)
5-610-1	34.06	10.62	30.63	89.93
5-610-2	6.73	1.39	5.74	85.29
5-114-1	29.80	9.34	25.94	87.05
5-114-2	47.55	22.09	44.38	93.33

4 结论

a) 毛细管效应和贾敏效应是造成油井水锁减产的主要原因，岩心渗透率越低，越容易产生水锁伤害，且伤害越难以解除。

b) 同时考虑解堵剂体系降低界面张力的特性和破乳性能，室内研制的水锁解堵剂能够有效降低油水界面张力，使油水界面张力达到超低 (10^{-3} mN/m)，同时具有良好的破乳性能，3 h 内破乳率达 90% 以上。

c) 当水锁解堵剂注入量为 10 PV，温度为 90℃，驱替压力为 0.5 MPa，反应时间达到 16 h 时，可使岩心渗透率恢复率达 85% 以上。

参考文献：

- [1] 刘金海, 陈贵均, 曹玉波, 等. 解水锁工艺在跃进二号油田的应用[J]. 油气田地面工程, 2008, 27(10): 75-76.
- [2] 马洪兴, 史爱萍, 王志敏, 等. 低渗透砂岩油藏水锁伤害研究[J]. 石油钻采工艺, 2004, 26(4): 49-51.
- [3] 贺承祖, 华明琪. 水锁机理的定量研究[J]. 钻井液与完井液, 2000, 17(3): 1-4.
- [4] Bennion D B, Thomas F B, Ma T. Formation Damage Processes Reducing Productivity of Low Permeability Gase Reservoirs [R]. Denver, Colorado: Richardson, 2001.
- [5] 卜彩霞, 林丽娜, 王永恒. 积液倒灌和水锁效应对气井生产的危害[J]. 天然气与石油, 2011, 29(5): 53-56.
- [6] 廖锐全, 徐永高, 胡雪滨, 等. 水锁效应对低渗透储层的损害及抑制和解除方法[J]. 天然气工业, 2002, 22(6): 87-91.
- [7] 郭春萍, 朱慧峰, 王昊宇, 等. 三元复合体系界面张力与驱油效率相关性研究[J]. 天然气与石油, 2011, 29(4): 59-61.
- [8] 于德水. 水包油乳状液的反相破乳剂选择与制备[J]. 油气田地面工程, 2008, 27(7): 31-33.
- [9] 杨雪. 乾安海坨站原油破乳剂的筛选[J]. 油气田地面工程, 2010, 29(12): 43-44.