

# 塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏回注水 水质指标对渗透率的影响

袁长忠

(中国石化胜利油田分公司采油工艺研究院, 山东 东营 257000)

**摘要:** 由于目前缝洞型碳酸盐岩油藏的注水开发尚无回注水标准或推荐指标, 因此以塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏为基础, 利用人工刻蚀岩心, 分别考察了回注水中悬浮物含量、粒径中值和含油量等水质指标对裂缝型(缝宽为0.1 mm)和缝洞型(缝宽为0.1 mm, 洞直径为2 mm)岩心渗透率的影响。结果表明: 在回注水的体积为5 000倍孔隙体积, 悬浮物粒径中值为30  $\mu\text{m}$  时, 岩心渗透率伤害程度小于40%; 当悬浮物粒径中值为40  $\mu\text{m}$  时, 岩心渗透率伤害程度超过98%。悬浮物含量为30 mg/L时, 岩心渗透率伤害程度小于5%; 当悬浮物含量达到45 mg/L时, 岩心渗透率伤害程度超过98%。当含油量为40 mg/L时, 岩心渗透率伤害程度小于50%; 当含油量为60 mg/L时, 岩心渗透率伤害程度接近70%。对于缝洞型油藏, 由于流通通道尺寸较大, 注水压力较低, 建议将岩心渗透率伤害程度不超过50%作为回注水水质控制指标, 该类型油藏的回注水水质指标为: 悬浮物含量小于30 mg/L, 粒径中值小于30  $\mu\text{m}$ , 含油量小于40 mg/L。

**关键词:** 缝洞型碳酸盐岩油藏 回注水 水质指标 悬浮物 粒径中值 含油量 塔河油田

**中图分类号:** TE344

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1009-9603(2014)03-0108-03

缝洞型碳酸盐岩油藏是塔河油田开发的主要油藏类型, 根据碳酸盐岩储集岩孔隙分类方法, 结合油藏地质资料, 其缝洞类型可分为3种: 以0.1 mm宽裂缝发育为主, 以0.1 mm宽裂缝与2 mm直径洞共同发育为主和以0.5 mm宽裂缝与5 mm直径洞共同发育为主。针对缝洞型碳酸盐岩油藏开发, 已开展了大量研究, 如开发技术政策和理论方法<sup>[1-2]</sup>、注采井网优化、缝洞单元划分及分类评价、开发动态分析方法等<sup>[3-5]</sup>, 而针对缝洞型碳酸盐岩油藏回注水水质指标的研究较少<sup>[6]</sup>, 尚未形成回注水标准。悬浮物含量、粒径中值和含油量是回注水水质的主要指标<sup>[7]</sup>, 因此, 笔者以塔河油田裂缝型(缝宽为0.1 mm)和缝洞型(缝宽为0.1 mm, 洞直径为2 mm)岩心为研究对象, 采用单因素实验, 考察了悬浮物含量、粒径中值和含油量等水质指标对岩心的伤害情况, 以期对缝洞型碳酸盐岩油藏的注水开发提供参考。

## 1 实验材料和方法

### 1.1 模拟回注水的配制

选取不同粒径中值的硅藻土作为悬浮物质, 加

入到1 L模拟回注水中混匀, 得到不同悬浮物含量、不同粒径中值的模拟回注水, 其矿化度为23 326 mg/L, 其中 $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ 和 $\text{HCO}_3^-$ 的质量浓度分别为77 458, 2 763, 12 332, 2 063, 137 785, 732和127 mg/L。

选用塔一联合站的外输油配制不同含油量的模拟回注水。配制方法为: 称取1 g原油, 加入到1 L模拟回注水中, 加入3 mL乳化剂, 混合均匀, 静置30 min, 测定溶液中含油量, 根据实验所需质量浓度进行稀释, 即得不同含油量的模拟回注水。

### 1.2 实验装置及步骤

实验装置主要包括恒流泵、中间容器(带搅拌)、岩心夹持器、恒温箱、稳压气源(氮气)、压力采集和数据记录装置等(图1)。实验步骤主要包括: ①岩心制备。根据塔河油田碳酸盐岩油藏的情况, 切割石灰石全直径岩样, 再将其对半剖分, 分别在每半块岩面上参照实际储层情况, 人工模拟缝洞, 再还原为圆柱状岩心, 制备成相应缝洞型全直径岩心<sup>[8]</sup>; 所制备的裂缝和缝洞型岩心直径均为25 mm, 长度均为55 mm。②将刻蚀后的岩心抽真空饱和模拟回注水, 测得孔隙体积均为0.2 mL。③在模拟油

藏温度为90℃的条件下,将饱和模拟回注水的岩心装入岩心夹持器,环压维持在4MPa。④将模拟回注水注入中间容器,开启搅拌,转速为300 r/min,防止模拟回注水中悬浮物的沉降。⑤开启恒流泵,以2 mL/min的注入速度进行驱替,同时记录注入压力和产出液体积。⑥岩心伤害程度分析。岩心伤害程度的计算式为

$$D = 1 - \frac{K}{K_i} \quad (1)$$

式中:  $D$  为岩心伤害程度;  $K$  为注入一定体积回注水时岩心的渗透率,  $\mu\text{m}^2$ ;  $K_i$  为岩心初始渗透率,  $\mu\text{m}^2$ 。

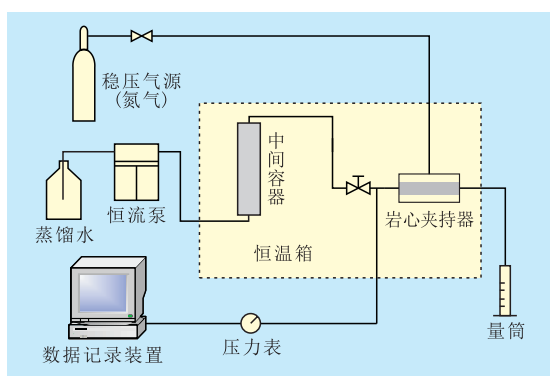


图1 岩心伤害物理模拟驱替实验装置示意

## 2 岩心渗透率影响因素

### 2.1 悬浮物粒径

由于目前塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏现场回注水中悬浮物含量一般小于40 mg/L,因此,对于裂缝型和缝洞型岩心,采用悬浮物含量为40 mg/L,粒径中值分别为10,20,30,40和50  $\mu\text{m}$ 的模拟回注水进行岩心伤害实验。结果表明,随着悬浮物粒径的增大,2种岩心表现出非常接近的伤害规律。当悬浮物的粒径中值为30  $\mu\text{m}$ 时,岩心渗透率下降接近40%;当粒径中值为40  $\mu\text{m}$ 时,岩心渗透率随注入孔隙体积倍数的增加直线下降,在注入水体积为5000倍孔隙体积时,岩心渗透率下降达98%以上,表明岩心堵塞时的悬浮物粒径中值为30~40  $\mu\text{m}$ (图2)。由于塔河油田裂缝型碳酸盐岩油藏注水压力非常低(不足1 MPa),即使注水压力增加1倍,对注水系统的影响也较小,建议以岩心渗透率的损失率不超过50%作为不发生明显伤害的判断依据。因此,对以上2种类型油藏,建议回注水中悬浮物的粒径中值控制在30  $\mu\text{m}$ 以下。

将岩心裂缝宽度(0.1 mm)与堵塞粒径(30~40

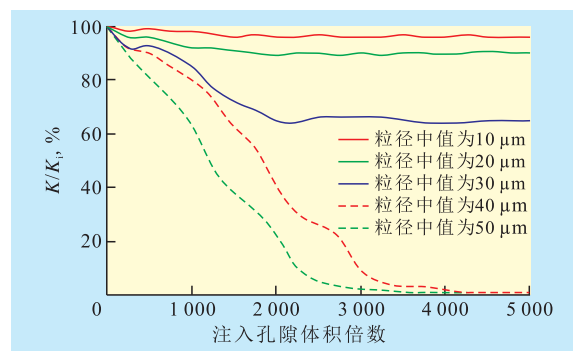


图2 悬浮物粒径对缝洞型岩心渗透率的影响

$\mu\text{m}$ )进行对比,不难发现,其基本符合孔隙喉道与悬浮物粒径的匹配关系,即遵从1/3桥堵理论<sup>[9-10]</sup>,表明在裂缝的宽度较小时(小于100  $\mu\text{m}$ ),遵循碎屑岩孔隙的堵塞规律,为确保不发生堵塞,悬浮物粒径中值应控制在裂缝宽度的1/3以下。

### 2.2 悬浮物含量

对粒径中值为35  $\mu\text{m}$ ,悬浮物含量分别为30,45,60和100 mg/L的回注水进行岩心伤害实验,结果表明,悬浮物含量对2种岩心的伤害规律相同,且随着悬浮物含量的增加,岩心渗透率衰减速度加快;在注入5000倍孔隙体积的模拟回注水条件下,当悬浮物含量为30 mg/L时,渗透率损失不超过5%,岩心伤害较小;当悬浮物含量超过45 mg/L时,岩心渗透率损失超过98%(图3),已发生明显伤害。因此,回注水中悬浮物含量应控制在30 mg/L以下。

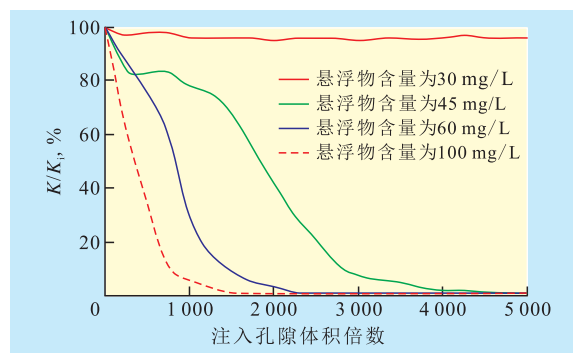


图3 悬浮物含量对缝洞型岩心渗透率的影响

### 2.3 含油量

塔河油田回注水除油后污水含油量通常小于80 mg/L,对裂缝型和缝洞型岩心,分别考察了含油量为20,40,60和80 mg/L时,岩心渗透率随注入水体积的变化规律。结果表明,含油量对2种岩心的伤害规律相同,随着含油量的增加,岩心渗透率的损失程度加剧,当含油量为20 mg/L时,岩心渗透率下降约为33%;当含油量为40 mg/L时,渗透率下降

约为50%(图4);按照渗透率损失率不超过50%的原则,对于裂缝型和缝洞型油藏,回注水的含油量要控制在40 mg/L以下。由图4还可看出,岩心渗透率随注入水体积的增加,呈现先快速下降,后趋于平稳的变化规律,这不同于悬浮物对岩心的伤害规律,表明回注水中的原油对地层的伤害相对较小。

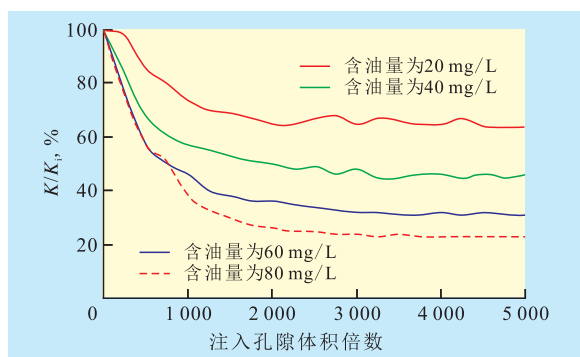


图4 含油量对缝洞型岩心渗透率的影响

利用相同的实验方法研究了悬浮物含量、粒径中值和含油量对裂缝型岩心的伤害规律,结果表明,3者对裂缝型岩心的影响与对缝洞型岩心的影响相同,说明在注水过程中,可以不考虑洞的影响。

### 3 结束语

悬浮物含量、粒径中值和含油量等回注水水质指标,对于塔河油田裂缝型和缝洞型岩心的伤害规律相同,在注水过程中,可以不考虑洞的影响。对于裂缝型和缝洞型的油藏,可以将悬浮物含量小于30 mg/L,粒径中值小于30  $\mu\text{m}$ ,含油量小于40 mg/L

作为回注水水质的控制指标。由于采用的是单因素实验,未进行多因素的考察,而实际的油藏伤害是多因素的,因此,研究结果具有一定的局限性,但对各因素对油藏伤害的考察时,所采用的实验方法可以为其他油藏回注水水质指标的确定提供一定的参考。

#### 参考文献:

- [1] 伍玉林,李江龙,黄孝特.塔河油田碳酸盐岩油藏开发技术政策研究[J].油气地质与采收率,2004,11(5):57-59.
- [2] 李阳.塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发理论及方法[J].石油学报,2013,34(1):115-121.
- [3] 李峰,鲁新便,焦方正,等.塔河油田奥陶系油藏碳酸盐岩油藏缝洞单元划分及分类评价[C]//焦方正,窦之林.塔河油气田开发研究文集.北京:石油工业出版社,2006:234-243.
- [4] 李新华,荣元帅.塔河油田缝洞型碳酸盐岩油藏合理注采井网优化研究[J].钻采工艺,2013,36(5):47-51.
- [5] 肖阳,江同文,冯积累,等.缝洞型碳酸盐岩油藏开发动态分析方法研究[J].油气地质与采收率,2012,19(5):97-99.
- [6] 蒋海军,叶正荣,杨秀夫,等.裂缝性储层暂堵规律的模拟试验研究[J].中国海上油气,2009,19(2):41-43.
- [7] 林永红,张继超,汤战宏,等.SY/T 5329—2012碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法[S].北京:石油工业出版社,2012.
- [8] 郑小敏,孙雷,王雷,等.缝洞型碳酸盐岩油藏水驱油机理物理模拟研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2010,32(2):89-92.
- [9] 叶瑛玉,唐洪明,吴小刚,等.储层孔喉结构参数与悬浮物粒径匹配关系[J].油气地质与采收率,2009,16(6):92-94.
- [10] 伦增珉.悬浮固相颗粒对储集层基质孔隙的堵塞规律研究[J].后勤工程学院学报,2006,22(3):30-32,39.

编辑 武云云

(上接第107页)

- [6] 张兴国,田世澄,韩春明,等.底水油藏开发中夹层的作用研究[J].地球学报,2003,23(5):459-462.
- [7] 陈程,孙义梅.厚油层内部夹层分布模式及对开发效果的影响[J].大庆石油地质与开发,2003,22(2):24-27.
- [8] 王洪辉.河南双河油气田IV<sub>1-3</sub>层系夹层分布研究[J].天然气工业,2000,20(3):26-29.
- [9] 刘睿,姜汉桥,刘同敬,等.夹层对厚油层采收率影响研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2009,31(4):103-106.
- [10] 崔文富.反韵律厚油层夹层分类及纵向剩余油分布模式——以胜坨油田沙二段8~15砂层组为例[J].油气地质与采收率,2005,12(1):52-55.
- [11] 张宗耀.正韵律厚油层层内夹层对水平井挖潜效果的影响分析

[J].油气地质与采收率,2004,11(3):46-47.

- [12] 薛永超,程林松,张继龙.夹层对底水油藏开发及剩余油分布影响研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2010,32(3):101-106.
- [13] 柳成志,张雁,单敬福.砂岩储层夹层的形成机理及分布特征[J].天然气工业,2006,26(7):15-17.
- [14] 国景星,张摇勇.梁11断块沙河街组二段河口坝砂岩体夹层特征[J].中国石油大学学报:自然科学版,2010,34(5):7-11.
- [15] 林博,戴俊生,陆先亮,等.河流相储集层夹层的三维空间分布研究[J].中国石油大学学报:自然科学版,2006,30(4):17-19.

编辑 常迎梅