

# 胜利油田 SNSH100 区块注入水固相悬浮物适配标准研究

张 江<sup>1</sup>, 张秀生<sup>1</sup>, 冯庆伟<sup>1</sup>, 田相雷<sup>1</sup>, 曲占庆<sup>2</sup>, 张丁涌<sup>1</sup>

(1. 中国石化胜利油田分公司现河采油厂, 山东 东营 257068; 2. 中国石油大学(华东), 山东 青岛 266580)

**摘要:** 注水是油气田开发过程中补充地层能量的有效方式, 但是注入水中的固相悬浮物会堵塞地层, 降低地层渗透率, 造成注水困难。以胜利油田 SNSH100 区块为例, 通过室内试验确定该区块对固相悬浮物的水质适配标准, 并形成图版。通过 CT 扫描的手段研究注入水中固相悬浮物使岩心渗透率下降的机理。CT 扫描结果显示, 注入水中固相悬浮物降低岩心孔隙连通性, 使得岩心渗透率降低。

**关键词:** 注水开发; 低渗油藏; 固相悬浮物; 水质匹配; 堵塞机理

**中图分类号:** TE341

**文献标识码:** A

## Study on adaptation standard of solid suspension in injected water for block SNSH100 in Shengli Oilfield

ZHANG Jiang<sup>1</sup>, ZHANG Xiusheng<sup>1</sup>, FENG Qingwei<sup>1</sup>, TIAN Xianglei<sup>1</sup>,  
QU Zhanqing<sup>2</sup>, ZHANG Dingyong<sup>1</sup>

(1. Xianhe Oil Production Plant of Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying 257068, China; 2. China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China)

**Abstract:** In the process of oil and gas field development, water injection is one of the effective ways for replenishing formation energy. But suspended solids in injected water can block the formation and reduce the permeability of the formation, which causes water injection difficulties. Taken Block SNSH100 in Shengli Oilfield as an example, it was determined the adaptation standard of suspended solids in injection water in this block based on laboratory tests, and then a chart was formed. By means of CT scanning, it was studied on the mechanism of core permeability decrease by suspended solids in injected water. Results show that suspended solids in injected water can reduce the connectivity of pores in cores and the permeability of the core.

**Key words:** water injection development; low permeability reservoir; solid phase suspension; water quality matching; plugging mechanism

中国低渗透油气资源丰富, 具有很大的勘探开发潜力<sup>[1]</sup>, 注水开发是低渗透油气田开发过程中补充地层能量的有效方式。注入水中悬浮固相的含量及粒径大小是影响注入水水质的重要指标, 也是造成地层伤害的重要因素。从储层保护的观点出发, 要求固相悬浮物浓度、粒径越低越好。但要求越高, 对精细过滤设备要求就越高, 投资越大<sup>[2]</sup>。因此必须考虑水质指标的可操作性。对于具体储层, 针对性地进行室内或现场评价是最宜采用的方法, 也是国内外普遍采用的方法。

国外学者Barkman和Dawidson在研究泥浆滤饼时提出了著名的三分之一到七分之一定律。在此之

后, 又有其他学者通过实验的手段得出了三分之一到十分之一和三分之一到十四分之一等注入水中固相悬浮物和喉道直径的配伍原则<sup>[3]</sup>。

Basan和Giorgi分别于1985年和1990年, 开展储层损害机理的研究。对包括外来颗粒堵塞, 内部颗粒堵塞, 机械损害等在内的22项伤害油层的因素进行了全面的总结<sup>[4-5]</sup>。

2000年, Jonathan的研究表明, 在Basan和Giorgi

收稿日期: 2020-01-03; 改回日期: 2020-02-04。

第一作者简介: 张江(1974—), 高级工程师, 现从事采油工程技术研究及管理工作。E-mail: zhangjiang.slyt@sinopec.com。

提出的22项伤害油层的因素之外,细菌本身、细菌活动以及细菌活动的副产物也是对储层造成伤害的重要原因之一<sup>[6]</sup>。

长期以来国内许多学者针对不同油气田的注水水质适配问题开展了很多室内试验,得出了适用于目标油气田的注入水指标<sup>[7-12]</sup>。胜利油区拥有丰富的低渗透油田储量,由于低渗透油田物性差,因此在注水开发过程中,存在很多问题,已严重影响了油田开发的顺利进行,其中注入水水质的问题也越来越突出。本文以胜利油田SNSH100区块为例,通过室内试验确定了该区域注入水悬浮固相含量指标,并对该区域岩心堵塞原因进行了研究。

1 实验介绍

实验共由两部分构成:岩心驱替实验和岩心CT扫描。

1.1 实验设备

主要实验设备包括Micro XCT400型高分辨率三维X射线成像系统、多功能驱替实验设备、HELOS-OASIS粒度仪、高能臼式研磨仪BR30;辅助实验设备包括XPE分析天平、实验玻璃仪器等。

1.2 实验原理

1.2.1 岩心驱替实验

通过对比岩心经模拟注入水驱替前后的渗透率变化,研究该区域针对固相悬浮物的注水水质指标。

1.2.2 CT扫描

CT扫描实验是近年来兴起的一种无损检测手段。仪器发射X射线通过岩心,接收器接收后转换为电信号,并传输到计算机,通过软件分析、重构,最终转化为三维影像,可观察岩心的孔喉变化。

1.3 实验材料

本实验所用岩心均取自渤海湾盆地SNSH100地区沙3中段低渗储集层,该区块按渗透率共分为三种类型(见表1),岩心样品长度为4.74~5.52 cm,直径2.50 cm。实验用水与该区域油田注入水水型相同,为CaCl<sub>2</sub>型,矿化度为12 100 mg/L,加入不同粒径和不同浓度的碳酸钙粉末模拟注入水中的悬浮物。

1.4 实验方案

实验中所用的实验流体为添加碳酸钙粉末的地层水,通过研磨仪将碳酸钙研磨至微米级微粒,通过调整研磨程度获得不同平均粒径的微粒,通过粒度仪测定其平均粒径,并根据该区域当前注入水

水质状况配制不同模拟注入水。

将已经饱和地层水的岩心放置于岩心夹持器中,加围压5 MPa。将模拟注入水置于中间容器中,开启平流泵,以合适的注入速度开始驱替,记录注入水量为200 PV时岩心渗透率。

查阅该区域注水开发资料,该区域当前注入水入口端固相悬浮物含量分布在1.0~9.0 mg/L之间,固相悬浮物粒径分布主要集中在0.45~4.00 μm之间。因此实验中使用的模拟注入水固相悬浮物平均粒径分别为0.7 μm、1.4 μm、2.3 μm、3.9 μm和5.1 μm,固相悬浮物含量分别为1.0 mg/L、2.0 mg/L、3.0 mg/L、6.0 mg/L和9.0 mg/L。在该区域三种类型区块中,各取25块天然岩心样品,分别针对以上25种类型模拟注入水开展驱替实验,分别测定岩心初始渗透率 $k_0$ 与注入量为200 PV时的渗透率 $k_1$ ,通过计算驱替后岩心的渗透率 $k_1$ 与初始渗透率 $k_0$ 之间的比值 $\eta$ , $\eta$ 的值在0.80以上时,认为水质达标<sup>[13]</sup>,否则认为水质不达标,岩心数据如表1所示。

表1 岩心参数

所在区域	平均长度 / cm	直径 / cm	平均渗透率 / (10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> )	孔隙度 / %
A类区	4.92	2.54	21.35	14.78
B类区	5.03	2.54	13.49	15.02
C类区	4.94	2.54	8.54	14.92

在三类区域中各选一块天然岩心,在驱替实验前后分别开展CT扫描实验,对比分析岩心驱替实验前后岩心内部孔喉结构的变化,研究固相悬浮物对岩心渗透率的伤害机理。

具体操作流程为:岩心驱替实验前,分别在天然岩心上取下直径9 mm样本,并安置在仪器扫描转台上;设定实验参数,包括:工作电压、曝光时间、扫描样品尺寸与像素尺度。为了尽可能精确地获得岩心孔隙结构,选择微纳尺度,每个像素的尺寸设置为0.7 μm;对二维图像进行滤波降噪处理,提高图像的清晰度与可辨识度,并根据灰度差异二值化分割处理二维图像;通过专业软件处理还原样品内部三维信息,并获取样品内部孔径大小分布数据,并通过分析三维影像内部像素点的连续与重合程度判断样品内部孔隙之间的连续性。

为佐证相关结论,使用质量分数为20%的盐酸溶液,对相应岩心进行酸驱实验,并再次开展CT扫描以验证相关结论。

## 2 实验结果讨论

### 2.1 针对固相悬浮物的水质指标确定

以A类区为例,天然岩心驱替实验结果如图1所示。

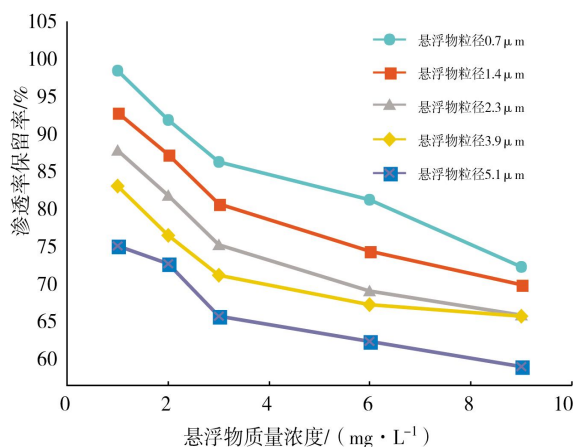


图1 A类区岩心驱替实验结果

可见,在其他条件相同的条件下,对于A类区模拟岩心,悬浮物平均粒径与悬浮物质量浓度均会影响岩心渗透率,二者对岩心渗透率造成的影响是不同的。在悬浮物平均粒径为0.7 μm条件下,在注水量为250 PV条件下,悬浮物质量浓度从1 mg/L提高到9 mg/L时,岩心渗透率保留率从98.92%降低至74.67%,而在同一悬浮物质量浓度条件下,随悬浮物颗粒粒径的增大,岩心渗透率保留率也是逐渐下降,例如,在悬浮物质量浓度1 mg/L条件下,悬浮物平均粒径从0.7 μm上升至5.1 μm时,岩心渗透率保留率从98.92%降低至77.23%。根据以上数据进行归纳总结,得到以岩心渗透率保留率为80%条件下的A类区水质指标,如图2所示。图中,蓝色曲线代表A类区水质指标临界值,A类区针对固相悬浮物的可选水质标准应取在蓝色曲线左下方。

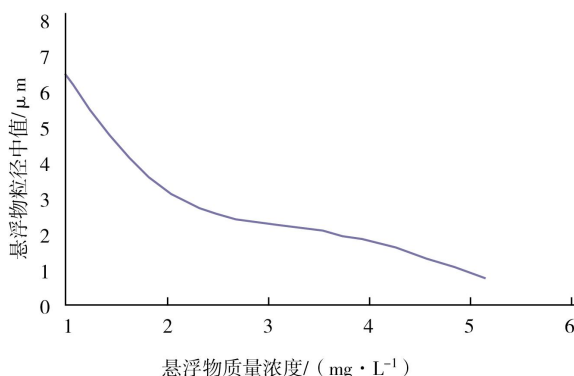


图2 A类区固相悬浮物水质指标

B类区和C类区天然岩心驱替实验结果分别如图3和图4所示。

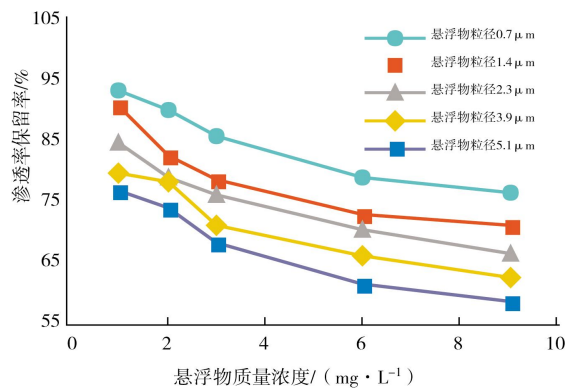


图3 B类区岩心驱替实验结果

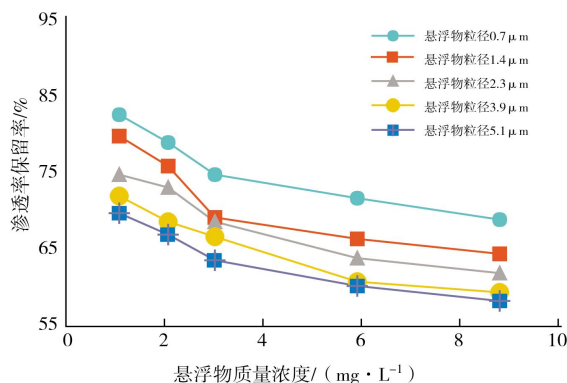


图4 C类区岩心驱替实验结果

根据B类区和C类区驱替实验结果,以渗透率保留率80%为标准,得到B类区和C类区针对固相悬浮物的注入水水质指标,分别如图5和图6所示。

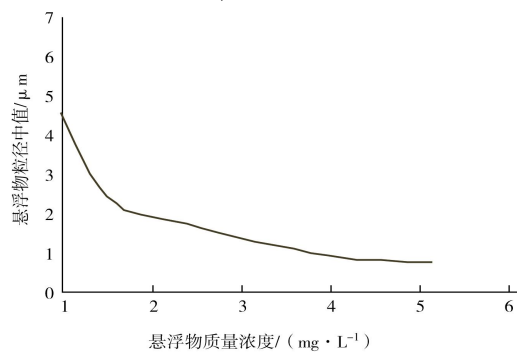


图5 B类区固相悬浮物水质指标

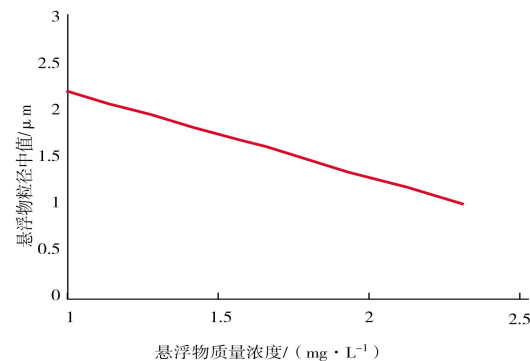


图6 C类区固相悬浮物水质指标

将三类区域水质指标显示在一张图上可以得到SNSH100区块各类储层注入水固相悬浮物指标,如图7所示。

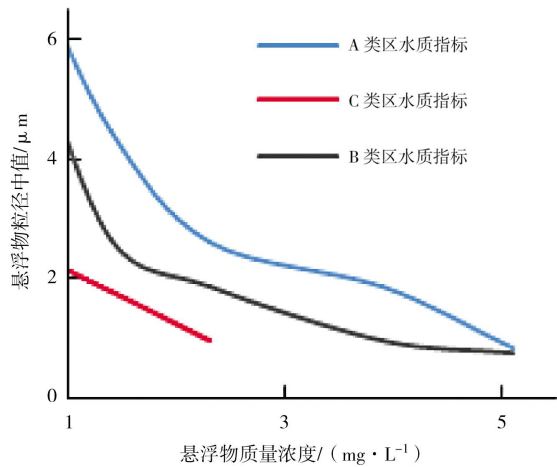


图7 SNSH100区块固相悬浮物水质指标

2.2 岩心渗透率降低机理

以A类区10号天然岩心作为样本,通过Zeiss510亚微米CT扫描仪获取驱替实验前后样品岩心结构特征,统计结果如图8和图9所示。

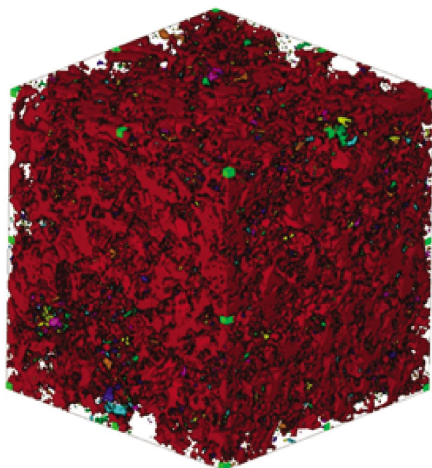


图8 驱替前样品连通孔隙分布

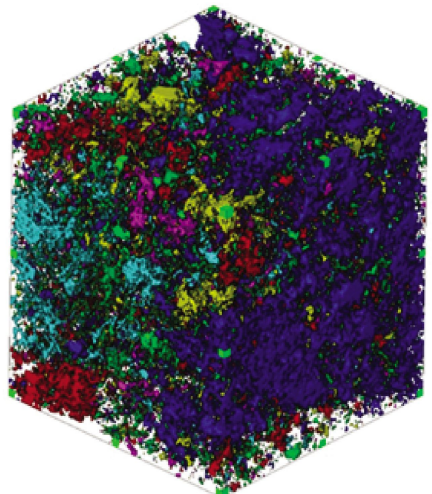


图9 驱替后样品连通孔隙分布

图中每种颜色代表一个单独的孔隙,颜色不同表示孔隙之间互不连通,由图8和图9可见驱替试验前后,岩心孔隙连通情况变化极大,对单个孔隙体积占总孔隙体积的比重进行统计如图10所示。

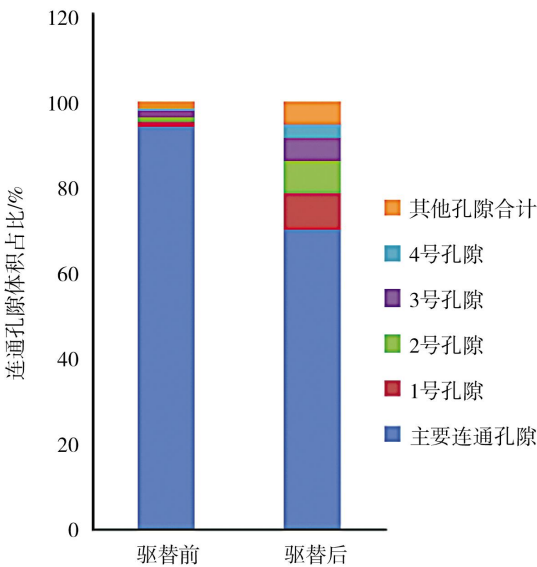


图10 岩心驱替实验前后孔隙体积占比

由图10可见,最大连通孔隙体积占比由92.73%下降至62.52%,出现多个体积占比5%以上的中等大小孔隙。并且岩心渗透率由 $21.72\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 下降至 $15.73\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,岩心孔隙连通性的下降与岩心渗透性降低呈正相关。为进一步佐证这一结论,利用质量分数为20%的盐酸对对10号岩心剩余部分开展驱替实验,消除岩心内部堵塞,之后再进行CT扫描,如图11所示。

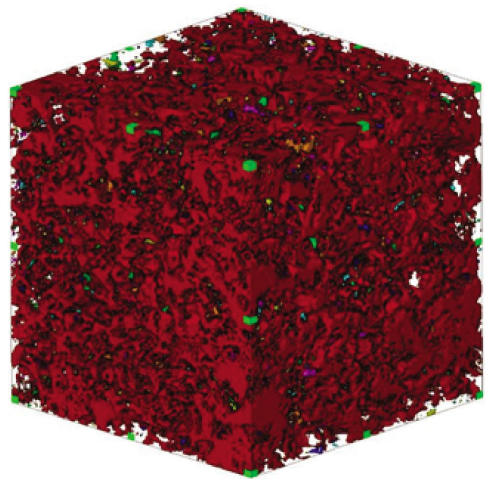


图11 酸驱后样品连通孔隙分布

单个孔隙体积占总孔隙体积的比重进行统计如图12所示。

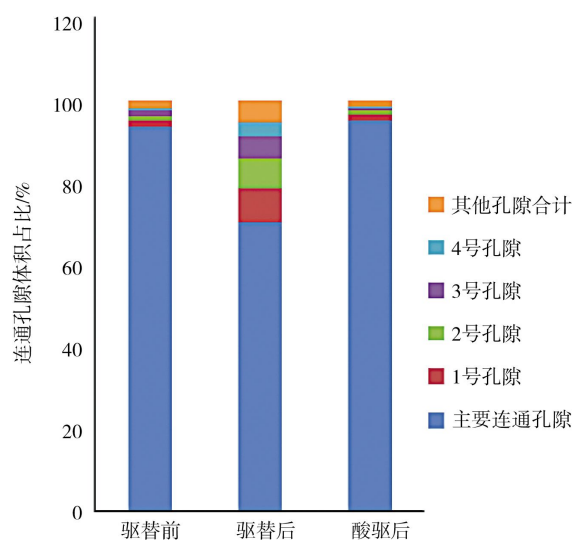


图12 岩心酸驱实验前后孔隙体积占比

酸液驱替后,由岩心孔隙结构图可见,岩心主要连通孔隙体积占比由70.24%提高到95.46%,同时岩心渗透率由 $15.73 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 提高到 $22.59 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,进一步验证了岩心孔隙连通性与岩心渗透率之间的正相关关系。

### 3 结论

(1)同一区块内的不同渗透率区域针对注入水中固相悬浮物有不同的水质指标。

(2)通过室内试验,得到了不同区域注入水固相悬浮物的指标。

(3)CT扫描结果表明,注入水中固相悬浮物通过堵塞岩心内部喉道,降低岩心内部孔隙连通性,从而使岩心渗透率降低。

(4)固相悬浮物使单个连通孔隙体积降低30%以上,通过酸化的手段可以恢复岩心孔隙连通性。

#### 参考文献:

[1] 胡文瑞.中国低渗透油气的现状与未来[J].中国工程科

学,2009,11(08):29-37.

- [2] 李海涛,王永清,蒋建勋.悬浮颗粒对砂岩储层吸水能力影响评价[J].西南石油学院学报,2006(05):47-49+111.
- [3] BARKMAN J H ,DAVIDSON D H.Measuring water quality and predicting well impairment[J]. Journal of Petroleum Technology,1972,24(7):865-873.
- [4] BASAN P B.Formation damage index number:a model for the evaluation of fluid sensitivity in shaly sandstone [C]. SPE 14317,1985.
- [5] GIORGID P. A systematic determination of formation damage causes[C]. SPE 21143,1990.
- [6] WOOD J M, SPARK I S C. Microbially induced formation damage in oilfield reservoirs[C]. SPE 58750,2000.
- [7] 李明军,何胜林,雷昊,等.涪陵低渗油藏注水水质对渗流能力影响实验研究[J].中国矿业,2018,27(11):165-168.
- [8] 易爱文,杨永钊,李刚,等.杏子川油田注入水水质劣化原因分析及对策研究[J].石油化工应用,2018,37(09):70-74+79.
- [9] 单鲁凯,孙建波.注水水质对低渗透储层损害实验研究[J].石化技术,2015,22(05):163+210.
- [10] 谷潇雨,蒲春生,王蓓,等.超声波解除岩心钻井液堵塞实验研究 [J]. 西安石油大学学报 (自然科学版),2014(01):76-79+88-91.
- [11] 陈龙花.江汉油区注入水水质标准控制指标评价和优选[J].江汉石油职工大学学报,2006(06):36-39.
- [12] 李明军,何胜林,雷昊,等.涪陵低渗油藏注水水质对渗流能力影响实验研究[J].中国矿业,2018,27(11):165-168.
- [13] 王亮. 低渗透油藏注水水质指标及采出水处理专家系统研究[D].成都:西南石油学院,2004.

(编辑 韩 枫)

(上接第 65 页)

- [J].石油地质与工程,2013,27(1):76-78.
- [5] BLASINGAME T A, MCCRAY T L.Dcline curve analysis for variable pressure drop/variable flow rate systems[R]. SPE 21513,1991.
- [6] BLASINGAME T A, JOHNSTON J L, LEE W J. Type-curve analysis using the pressure integral method [A]. SPE 18799,1989.
- [7] AGARWAL R G, GARDNER D C, KLEINSTEIBER S W,et al.Analying well production data using combined type curve and decline curve Concepts[R].SPE 57916,

1998.

- [8] FAST RTA.Techniacal documentation-theory and equations [EB/OL].http://www.ihsenergy.ca/support/docum-entation\_ca/Harmony/Default.htm#html\_files/reference\_m-aterial/analysis\_method\_theory/mpi\_theory.htm.
- [9] 周继德.抽油井压力计算方法[J].大庆石油地质与开发,1986,5(3):57-65.
- [10] 叶雨晨,杨二龙,齐梦,等.一种计算油井井底流压的新方法[J].石油化工高等学校学报,2017,30(5):55-59.

(编辑 谢 葵)