

引用格式:杨兆中,李扬,饶政,等.注入水水质对SN-1井区油藏采收率影响研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(6):103-109.

YANG Z Z, LI Y, RAO Z, et al. Impact of injected water quality on oil recovery ratio of reservoir in Wellblock-SN-1[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(6):103-109.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.06.016

## 注入水水质对SN-1井区油藏采收率影响研究

杨兆中<sup>1</sup>,李扬<sup>1</sup>,饶政<sup>2</sup>,何帆<sup>2</sup>,李小刚<sup>1</sup>,马薛丽<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.中国石油新疆油田分公司石西油田作业区,新疆克拉玛依834000)

**摘要:**针对准噶尔盆地SN-1井区油藏存在的油井普遍高含水、部分井注水受效差以及清污混注后油水井渗透率下降等问题,开展了SN-1井区油藏水驱采收率影响因素研究。通过开展水质对岩心的伤害、岩心驱替及注水水质指标分析等室内实验和注水优化数值模拟,分别从微观尺度、岩心尺度和宏观尺度,对注入水造成的储层伤害进行了研究,揭示了导致油水井渗透率下降的伤害机理,认识到注入水中固相堵塞造成的储层伤害是导致水驱采收率低的主控因素,发现固相堵塞不仅影响微观驱油效果,还会使流度比增加,降低波及效率。因此,SN-1井区油藏回注水质不达标是注水受效差的主要因素,应将悬浮固体质量浓度作为首要水质控制指标。多尺度评价方法提高了结果的可靠性,对提高油田水驱开发效果具有指导性,可为油田稳产开发提供技术储备。

**关键词:**准噶尔盆地;储层伤害;岩心实验;水质;多尺度评价;采收率

中图分类号:TE341

文献标识码:A

### Impact of injected water quality on oil recovery ratio of reservoir in Wellblock-SN-1

YANG Zhaozhong<sup>1</sup>, LI Yang<sup>1</sup>, RAO Zheng<sup>2</sup>, HE Fan<sup>2</sup>, LI Xiaogang<sup>1</sup>, MA Xueli<sup>1</sup>

(1.State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2.Shixi Operation Zone, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China)

**Abstract:** In order to solve the problems in Wellblock-SN-1 in Junggar Basin such as high water cut in oil wells, poor water injection effect in some wells, and decline in permeability of oil and water wells after water injection with wastewater and other issues, the influencing factors of water flooding recovery of reservoir have been studied. By the water injection optimization numerical simulations and experiments such as damage by the injection water to core, core flooding and injection water quality indicator analysis, the formation damage by injection water have been studied from microscopic scale, core scale and macroscopic scale respectively, and the damage mechanism leading to the decrease of permeability in production and injection wells has been revealed. It is recognized that the formation damage caused by solid blockage in injection water is the main controlling factor leading to low oil recovery. It is found that the solid blockage not only affects the microscopic flooding effect, but also increases the mobility ratio and reduces the sweep efficiency. Therefore, the water quality of the re-injection of the reservoir in Wellblock-SN-1 is the main factor for the poor water injection efficiency. The suspended solid mass concentration should be treated as the primary water quality control index. The proposed multi-scale evaluation method improves the reliability of the results, and is helpful for improving the exploitation effect of oilfield water flooding. It can provide technical reserves for stable oilfield exploitation.

**Key words:** Junggar Basin, formation damage, core experiment, water quality, multi-scale evaluation, oil recovery

SN-1井区位于准噶尔盆地腹部的石南地区,处于三南凹陷之中,其地层属白垩系清水河组清一段的 $K_1q_1^1$ 砂层组<sup>[1-2]</sup>,油藏岩性以砂砾岩及砂岩为主,两

个主力层段分别为 $K_1q_1^{1-3}$ 砂岩层和 $K_1q_1^{1-2}$ 砂砾岩层。SN-1井区油藏探明后<sup>[3]</sup>,仅用2年多时间就建成了超过50万产能的沙漠整装油田,至今SN-1井区油藏仍

收稿日期:2019-04-04。

第一作者简介:杨兆中(1969—),男,博士,教授,主要从事低渗透油气藏增产改造与油气藏数值模拟研究的教学和科研工作。地址:四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,邮政编码:610500。E-mail: yzyycl@vip.sina.com

基金项目:国家科技重大专项“碎屑岩复杂裂缝形成机理及水平井压裂优化方法研究”(2016ZX05002-005-006)。

有14多万吨的年产油量。油藏开发要求实施同步注水,保持合理注采比及地层压力,同时做好全过程的油层保护工作。在2013年底SN-1井区油藏由清水改为清污混注后,注入水的水质达标率明显偏低,井口达标率下降约40%,部分油井产液量明显下降,并随着注水井的注水压力逐步上升,欠注井数逐年增加,且治理难度较大。因此,需要从储层伤害的角度出发评价其对采收率的影响。

储层伤害评价技术主要分为室内实验评价技术和矿场评价技术<sup>[4-8]</sup>,分别基于储层岩心和单井生产资料,储层伤害的诊断技术由最初经验性的研究发展到目前物理模型与数学模型的建立<sup>[9]</sup>,大多是有针对性的伤害研究<sup>[10-16]</sup>。对于储层伤害的评价方法一般都是基于单一尺度的研究,限于固定的数学模型和有限的生产资料,没有由点及面式的贯穿性研究方法。通过对目前SN-1井区油藏注水水质进行分析找出储层伤害机理,运用室内岩心实验和油藏数值模拟技术,分别在微观尺度、岩心尺度和宏观尺度对该油藏水驱采收率影响因素进行了评价分析,提出的多尺度评价方法,由点及面具有多元化的优点,弥补了单一尺度评价方法的不足,多尺度的评价结果提高了可靠性,对提高油田水驱开发效果具有指导性,可为油田稳产开发提供技术储备。

## 1 注入水水质分析

按照注水地面流程分别对该区块两个地点的注入水进行取样,对选取的水样按国家标准SY/T 5329—2012《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》进行了水质指标分析评价,具体结果见表1。

从对比结果可以看出,目前SN-1区块油藏水质处理在悬浮固体含量、硫酸盐还原菌及腐生菌指标

方面均未达到行业标准,尤其是注水井井口水的水质结果超标较大,这将导致在注水开发过程中,堵塞地层孔隙降低驱油效率,腐蚀地层矿物改变储层物性,并且细菌含量过高也会对管线系统造成一定伤害,对生产设备的使用产生不利影响<sup>[17-18]</sup>。

通过对比SNXX注水井的井口水和石西集中处理站出站水两种水样的悬浮固相差异可知,井口水的固相含量是出站水的2倍,井口水的颗粒粒径较大、分布范围较广、水质较差。根据架桥原理,当外来固相粒径在储层孔喉直径的1/3~1/7时容易发生固相堵塞<sup>[19-22]</sup>。由SN-1井区清水河组K<sub>1</sub>q<sub>1</sub>各砂层孔隙结构特征数据,推出造成砂砾岩层造成固相堵塞的粒径分布在0.68~58.14 μm,砂岩层造成固相堵塞的粒径分布在0.14~109.83 μm。井口水的悬浮固相粒径分布在2.512~79.433 μm,与两层造成固相堵塞的粒径分布的孔喉相匹配(图1)。

扫描电镜实验是研究储层微观孔隙结构的重要手段之一,利用该方法可以研究储层伤害的微观机理。为了进一步说明井口注入水中悬浮颗粒对储层孔隙的堵塞特征,对井口注入水流通前后的岩心进

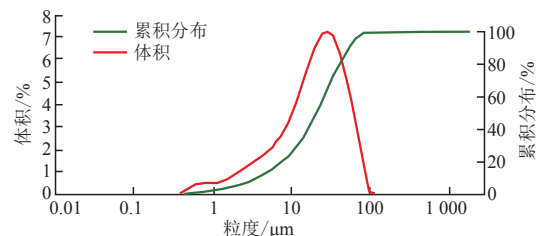


图1 SNXX注水井井口水粒度分布结果(由分析结果表明,SNXX注水井井口水水样悬浮固体颗粒直径主要分布在2.512~79.433 μm)

Fig. 1 Distribution of particle size of wellhead water in injection Well-SNXX (Analysis results shows that the diameter of suspended solids in wellhead water of injection Well-SNXX mainly distributes in the range of 2.512~79.433 μm)

表1 SN-1井区油藏注入水水质控制指标对比

Table 1 Comparison of control indicators of injection water quality for reservoir in Wellblock-SN-1

检测项目	控制指标	取样地点水样检测结果	
		SNXX井口水	石西集中处理站
注入水矿化度/(mg·L <sup>-1</sup> )	≥10 000或等于注入层的地层水矿化度	18 449.1	22 961.1
悬浮固体含量/(mg·L <sup>-1</sup> )	≤4.0	9.76	4.87
悬浮物固体直径/μm	≤5.0	8.036	0.190
含油量/(mg·L <sup>-1</sup> )	≤10.0	0	0
平均腐蚀率/(mm·a <sup>-1</sup> )	≤0.076	0.033	0.016
硫酸盐还原菌/(个·mL <sup>-1</sup> )	≤25	250	60
铁细菌/(个·mL <sup>-1</sup> )	≤n×10 <sup>3</sup> (1<n<10)	2.5×10 <sup>5</sup>	2.5×10 <sup>3</sup>
腐生菌/(个·mL <sup>-1</sup> )	≤n×10 <sup>3</sup> (1<n<10)	2.5×10 <sup>5</sup>	2.5×10 <sup>3</sup>

行了扫描电镜分析。从图2的井口水流通前后岩心对比照片可以看出,井口水流通后的岩心微观孔喉通道被外来固相颗粒堵塞,在层面处发生大颗粒卡住孔喉或多个小颗粒产生桥堵。

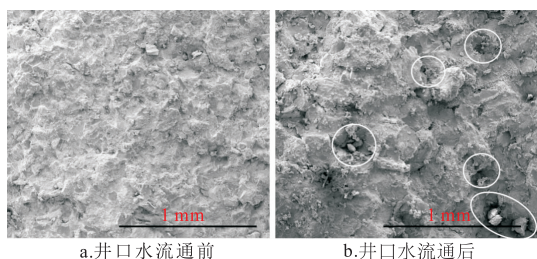


图2 井口水流通前后岩心扫描电镜对比

Fig. 2 Comparison of SEM for cores before and after circulation of wellhead water

固相堵塞改变了储层岩石孔隙结构,影响了微观渗流机理,是造成SN-1井区油藏储层伤害、注水效果变差的主要原因。为了找出其对采收率的影响规律,通过室内岩心实验在岩心尺度得出驱油效率、采出程度、相对渗透率等关键参数,判断参数之间的比值大小及变化趋势,进而分析固相堵塞在微观尺度和宏观尺度上对采收率的影响,将岩心实验得出的关键参数输入油藏数值模拟模型,直接得出不同水质下的采收率大小,最终揭示不同尺度下储层伤害造成的采收率影响规律。

## 2 实验部分

### 2.1 岩心驱油实验

#### 2.1.1 实验材料

实验岩心取自该区块砂岩层和砂砾岩层的标准柱状岩心,每层两块,每块岩心渗透率 $K_g$ 分别为 $138 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $99 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $124 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $78 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。实验用油为原油,取自石南区块,50℃下黏度为6.1 mPa·s。实验用水为模拟地层水(矿化度约12 000 mg/L)、该区块注水井的井口水和出站清水。

#### 2.1.2 仪器及实验方法

实验主要仪器设备包括洗油仪、抽空饱和装置。驱替实验装置包括平流泵、压力传感器、岩心夹持器、中间容器等,其余部件置于油藏温度保温箱内。

实验采用非稳态法开展岩心驱油测试实验。在岩样上进行恒速驱替实验,在岩样出口端记录油水的

产量和岩样两端的压力差,随着时间的变化,整理实验数据后得到油、水相对渗透率,并绘制油、水相对渗透率与含水饱和度的关系曲线,具体实验步骤如下:

- ①岩样的清洗;
- ②岩心称干重,抽空饱和地层水,将饱和模拟地层水后的岩样称重;
- ③用油驱水法建立束缚水饱和度;
- ④束缚水状态下的油相渗透率的测定;
- ⑤水驱油法测定相对渗透率;
- ⑥油、水相对渗透率及含水饱和度确定;
- ⑦驱油效率、产水率和采出程度计算。

驱油效率计算:

$$E_D = 1 - \frac{S_{or}}{S_{oi}} \quad (1)$$

式中: $E_D$ 为驱油效率; $S_{or}$ 为残余油饱和度,%; $S_{oi}$ 为原始含油饱和度,%。

产水率计算:

$$F_w = \frac{V_{wi}}{V_t} \quad (2)$$

式中: $F_w$ 为产水率,%; $V_{wi}$ 为岩心驱出水的体积, $\text{cm}^3$ ; $V_t$ 为岩心驱出液体总体积, $\text{cm}^3$ 。

采出程度计算:

$$E_R = \frac{V_{oi}}{V_{oi}} \quad (3)$$

式中: $E_R$ 为采出程度,%; $V_{oi}$ 为岩心驱出油相的体积, $\text{cm}^3$ ; $V_{oi}$ 为岩心初始饱和油相总体积, $\text{cm}^3$ 。

#### 2.1.3 实验结果

##### 1) $K_1q_1^{1-3}$ 砂岩层结果

$K_1q_1^{1-3}$ 组岩心驱油实验结果见表2。

对比不同水质的相渗曲线(图3a),该层呈现水湿特性,束缚水饱和度约39%,残余油饱和度约20%。随着含水饱和度的上升,井口水驱油时油相相对渗透率下降较大,水相相对渗透率上升较快。井口水驱油时等渗点对应的含水饱和度比清水的相应值降低了约10%,且等渗点对应的相渗值低0.1。

对比不同水质的产水率曲线(图3b),随着含水

表2  $K_1q_1^{1-3}$ 组岩心驱油实验结果

Table 2 Oil displacement experimental results for cores in  $K_1q_1^{1-3}$

水质	残余油饱和度/%	原始含油饱和度/%	驱油效率	水驱采收率/%
清水	18.20	60.66	0.70	51.91
井口水	24.29	61.46	0.60	49.09

饱和度的上升,井口水驱油时产水率明显高于清水。井口水驱油在含水饱和度约为60%时,产水率达到98%,而清水驱油在含水饱和度约为70%时,产水率达到98%,即井口水驱油效率较低。

对比不同水质的采出程度曲线(图3c),在开始阶段井口水的采出程度要比清水低,随着累计注水量的增加,最终采出程度井口水驱为49.09%,清水驱为51.91%,井口水比清水低约3%。

2)  $K_1q_1^{-1-2}$ 砂砾岩层结果

$K_1q_1^{-1-3}$ 组岩心驱油实验结果见表3。

对比不同水质的相渗曲线(图4a),随着含水饱和度的上升,井口水驱油在等渗点之前油相相对渗透率下降速度更快。井口水驱水相相对渗透率则始终小于清水驱水相相对渗透率。井口水驱油时等渗点对应的含水饱和度比清水的相应值降低了5%,且等渗点对应的相渗值小了约2%。

对比不同水质的产水率曲线(图4b),随着含水饱和度的上升,井口水驱油时产水率高于清水,且产水上升速度更快。

表3  $K_1q_1^{-1-2}$ 组岩心驱油实验结果

Table 3 Oil displacement experimental results for cores in  $K_1q_1^{-1-2}$

水质	残余油饱和度	原始含水饱和度	驱油效率	水驱采收率
清水	19.72	62.52	68.46	53.31
井口水	20.56	61.18	66.40	51.14

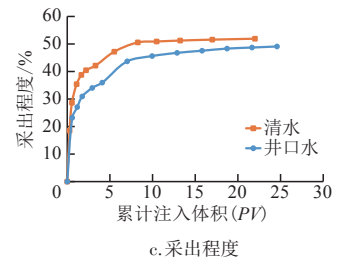
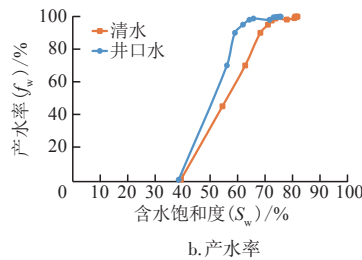
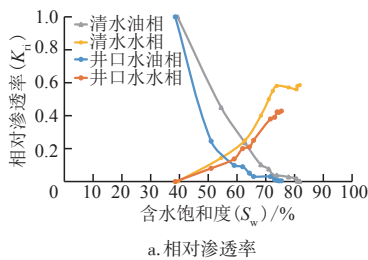


图3  $K_1q_1^{-1-3}$ 清水与井口水岩心驱油实验曲线

Fig. 3 Core flooding test curves of clear water and wellhead water in  $K_1q_1^{-1-3}$

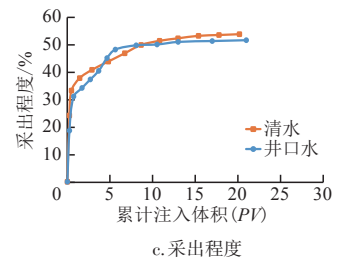
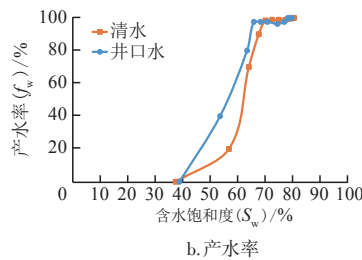
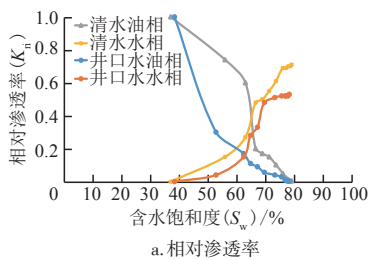


图4  $K_1q_1^{-1-2}$ 清水与井口水岩心驱油实验曲线

Fig. 4 Core flooding test curves of clear water and wellhead water in  $K_1q_1^{-1-2}$

对比不同水质的采出程度曲线(图4c),随着累计注水量的增加,井口水驱与清水驱两者变化速度相似,但最终采收率井口水比清水低约2%。

2.2 单相渗流实验

2.2.1 实验原理

通过长时间岩心并联驱替实验,向不同渗透率岩心中注入水样,注入时间超过72h,考察相同注水体积下岩心渗透率的变化,以此得出注入水对储层渗流物性影响。

2.2.2 实验器材

实验岩心分别取自砂岩层和砂砾岩层段,高低渗透率岩心组合成一组,第一组每块岩心渗透率( $K_g$ )分别为 $173 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,第二组每块岩心渗透率( $K_g$ )分别为 $217 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $31 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。实验用水为SNXX注水井井口水。

2.2.3 实验步骤

- ①岩样的准备;
- ②渗透率变化测试;
- ③渗透率计算。

依据达西定律计算岩样渗透率:

$$K = \frac{Q\mu L}{A(p_1 - p_2)} \times 10^2 \quad (4)$$

式中:  $K$  为岩石液体渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $Q$  为流体在单位时间内通过岩样的体积,  $\text{cm}^3/\text{s}$ ;  $\mu$  为测试条件下的流体黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $L$  为岩样长度,  $\text{cm}$ ;  $A$  为岩样横截面积,  $\text{cm}^2$ ;  $p_1$  为岩样进口压力,  $\text{MPa}$ ;  $p_2$  为岩样出口压力,  $\text{MPa}$ 。

### 2.2.4 实验结果

由实验结果归一化处理后曲线可以看出(图5), 2组实验均出现了在注入井口水后高渗率岩心渗透率大幅下降的情况, 低渗岩心下降幅度不明显。总结如下:

- 1) 实验初始由于岩心渗透率存在很大差异, 泵入的绝大多数井口水都流入到了高渗岩心中, 而井口水水质不达标, 导致高渗层渗透率大幅下降约90%;
- 2) 随着井口水的不断注入, 高渗岩心的渗透率最终下降至低渗岩心一个渗透率级别上, 甚至还出现了低于低渗岩心的情况, 而井口水总是选择流入更易流动的岩心中, 因此, 此时的井口水大部分都流入到了最初的低渗岩心中;
- 3) 随着低渗岩心渗透率的下降, 井口水又会流转另一个岩心中去, 不断反复, 最终达到动态平衡, 两块岩心的渗透率差距逐渐消失。

## 3 实验结果分析

综合分析实验结果, 固相堵塞造成岩石孔隙结构的变化和绝对渗透率的降低, 毛管力增加导致渗流阻力加大, 共渗区范围缩小, 残余油饱和度变大, 从而导致在微观尺度上降低驱油效率。

总结岩心驱油实验数据, 从水、油两相相对渗透率比值大于1至油相相对渗透率大于0的最小值选取, 分别对比清水和井口水  $K_{rw}/K_o$  (水相相对渗透率)/ $K_o$  (油相相对渗透率) 比值变化趋势(图6)。从图6中可以明显地看到, 随着含水饱和度的增加井口水的  $K_{rw}/K_o$  整体高于清水, 比值曲线在清水的曲线上方。由于井口水造成的固相堵塞, 连通孔隙的绝对渗透率减小, 油相相对渗透率下降变快, 导致残余油饱和度增大, 所以井口水的  $K_{rw}/K_o$  相对于清水比值上升更多。由此推测, 井口水造成的固相堵塞会对宏观尺度水驱效果会产生影响。

从油田开发角度来看, 流度比增加趋势加快, 水驱油非活塞趋势将越来越严重。注水开发油田的采收率为注入水宏观波及系数与微观驱油效率的乘积, 波及系数主要受油层非均质性和流度比的影

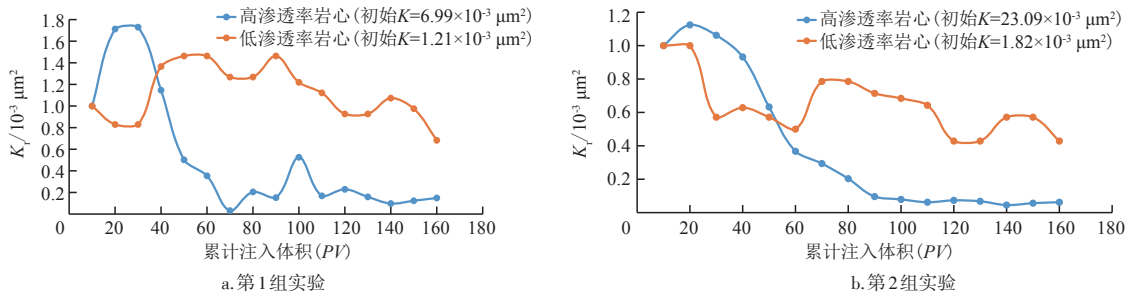


图5 单相渗流实验数据  
Fig. 5 Experimental data of single-phase flow

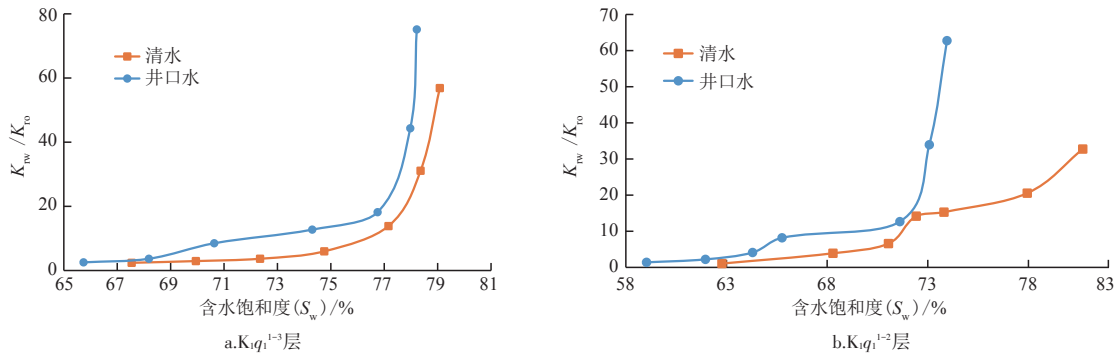


图6 岩心驱油实验  $K_{rw}/K_o$  关系对比曲线  
Fig. 6 Relation of  $K_{rw}/K_o$  in core displacement experiments

响。在油水黏度比不变的条件下,油、水相对渗透率比值随含水饱和度的增加会变化很大,油的相对渗透率逐渐减小,而水的相对渗透率逐渐加大,流度会因  $K_w/K_o$  的变大而逐渐变大。油层物理中流度比  $M=1$ , 为活塞式驱动;  $M>1$ , 为非活塞式驱动。由于注入井口水造成的固相堵塞,增大了高含水期间  $K_w/K_o$  的比值,  $M$  不但大于1,而且还会逐渐增加,此时更容易在水驱油过程中产生水的突进、指进等不利影响,使水驱油体积降低,水驱油非活塞趋势将越来越严重,这也是造成特高含水期很多剩余油的原因之一。

## 4 数模分析

为了弥补岩心尺度所存在的缺陷性,以油藏数值模拟技术作为研究手段,研究不同水质对油藏注水开发的影响,并结合室内岩心实验结果,得出在不同水质影响下的油藏采收率。

### 4.1 油藏模型

首先将 Petrel 建模软件建立好的三维可视化地质模型,经网格粗化后输出 ECLIPSE 数模模型,整个模型的总网格数为  $302 \times 316 \times 7 = 668\ 024$  个,网格步长为  $25\text{ m} \times 25\text{ m}$ 。为准确的模拟油藏实际情况,选择 ECL100 黑油模型,采用1个月为模拟时间步。模拟中涉及的直井、水平井、分支井、笼统注水井和分层注水井共有383口,其中采油井143口。 $K_{iq_1}^{1-2}$  与  $K_{iq_1}^{1-3}$  的油层有效厚度分别为2.4 m和8.0 m,校正孔隙度分别为12.1%和15.5%,原始含油饱和度分别为0.620和0.616,地层原油体积系数为1.344,地面原油密度值为  $0.829\text{ g/cm}^3$ ,油藏原始溶解气油比为  $134\text{ m}^3/\text{m}^3$ 。通过合理调整参数,完成模型的历史拟合,达到拟合精度误差要求,模型储量拟合误差率小于5%。

### 4.2 模拟方法

为了在 ECLIPSE 商业数值模拟软件中有效地模拟水质对储层渗透性的影响,主要通过修改传递因子关键字来达到模拟效果。传递因子关键字取决于连接网格块的几何形状、井筒半径和岩石渗透率,由程序使用公式计算。SN-1 井区油藏的数值模型选择的是笛卡尔网格形状,在笛卡尔网格中,ECLIPSE 软件使用如下关系式:

$$T_{wj} = \frac{c\theta Kh}{\ln(r_o/r_w) + S} \quad (5)$$

式中:  $T_{wj}$  为传递因子;  $c$  为单位换算因数,公制单位下为0.008 527;  $\theta$  为与井相连的弧段的角度,  $\pi/180$ ;  $K$  为有效渗透率,  $10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ ;  $h$  为静厚度, m;  $r_o$  为网格块的压力当量半径, m;  $r_w$  为井眼半径, m;  $S$  为表皮因子。

通过修改传递因子关键字,体现不同渗透率下的储层渗流物性,进而模拟不同水质下的油藏采收率效果。

### 4.3 研究步骤

#### 4.3.1 参数拟合

注入水在储层中流动,随着波及体积的增加对储层的伤害是非均匀的,而依靠公式得出的计算值是定量的,为了更加贴合储层的实际生产情况,减小模拟误差,首先通过历史拟合确定出 SN-1 井区油藏两个主力生产层段的传递因子大小,拟合参数值如下所示(表4)。

表4 传递因子模拟参数结果  
Table 4 Simulation parameter results of RTF

层段	采收率历史值/%	采收率拟合值/%	传递因子( $T$ )
砂岩层	33.1	33.3	0.6
砾岩层	29.7	29.6	0.1

#### 4.3.2 参数调整

由式(5)可知,  $T_{wj}$  可以看成有效渗透率与其他物理量的乘积,在其他条件不变的情况下,注水水质影响了有效渗透率的大小。将岩心实验得出的相渗曲线与拟合所用的相渗曲线对比,选取若干数据点,对比相对渗透率的变化程度,数值平均后求得有效渗透率变化倍比参数,再代入到式(5)得到调整后的传递因子(不考虑表皮效应的作用)。同时新的油水相渗关系在 ECLIPSE 软件中的 SCAL 模块内进行修改,参数设置好后进行模拟,得到不同水质下储层的采收率大小。具体的参数设置结果如表5所示。

### 4.4 结果分析

注水开发时,当注入不合格的注入水引起地层损害后,地层平均渗透率降低,渗透率是影响采收率的重要参数,一般高渗透地层孔喉半径大,在注水开

表5 不同水质参数设置结果  
Table 5 Setting parameters of different water quality

层段	水质类型	传递因子( $T$ )
砂岩层	清水	0.80
	井口水	0.40
砾岩层	清水	0.30
	井口水	0.08

发条件下,流体容易流动且有较大的波及系数。因此在其他参数大致相同的条件下,储层渗透率越小,采收率越低。

通过研究SN-1井区油藏水质改变对水驱采收率的影响,分别计算了不同水质渗透率所对应的采收率值。从图7可以得出,当注入水水质如井口水条件时,水质对地层的伤害使渗透率下降,采收率的降低砾岩层相较砂岩层程度更大。以拟合条件作为SN-1井区油藏基准水质,目前井口水水质造成的采收率下降约2个百分点。结果表明,水驱采收率随渗透率下降而下降,由此可见,合格的注入水质是保证油田注水效果的重要因素。

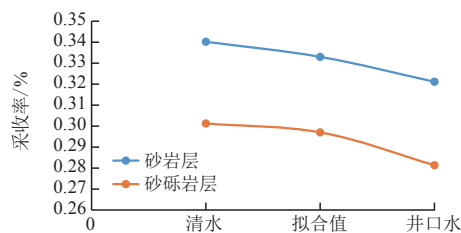


图7 两层不同水质采收率对比曲线

Fig. 7 Recovery comparison curves of different water quality in two layers

## 5 结论

1) SN-1区块油藏水质处理在悬浮固体含量、硫酸盐还原菌及腐生菌指标方面与国家标准SY/T 5329—2012《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》的要求还有差距,井口水的悬浮固相粒径分布与 $K_1q_1^{-1-2}$ 、 $K_1q_1^{-1-3}$ 两层的造成固相堵塞孔喉相匹配,易造成外来固相堵塞,进而造成注入水驱油效率不高。

2) 注入水导致的固相堵塞,不仅导致微观驱油效率减小,而且导致流度比增加趋势加剧,水驱油非活塞趋势将越来越严重,宏观波及系数减小,最终造成采收率的下降。

3) SN-1井区油藏回注水质不达标是注水受效果差的主要因素,应认识到注水开发中储层保护的

重要性,并将悬浮固体质量浓度作为首要水质控制指标,以提高油藏整体水驱采收率。

### 参考文献

- [1] 任小军,于兴河,李胜利,等. 坳陷湖盆缓坡重力流成因储层沉积特征及发育条件——以准噶尔盆地腹部SN-1井区为例[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(3): 303-305.  
REN X J, YU X H, LI S L, et al. Sedimentary characteristics and developing conditions of gravity flow-genetic reservoirs in ramp margins of depression-lacustrine basin—an example from wellblock Shinan-31 in hinterland of Junggar basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(3): 303-305.
- [2] 唐勇,周文泉,赵克斌,等. 准噶尔盆地SN-1井区含油气层位归属与划分[J]. 新疆石油地质, 2007, 28(1): 119-121.  
TANG Y, ZHOU W Q, ZHAO K B, et al. Geological era adscription and petroliferous formation classification of Shinan-31 wellblock in Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007, 28(1): 119-121.
- [3] 杨帆,侯连华,卫延召,等. 准噶尔盆地腹部石南21油藏、SN-1油藏新认识[J]. 中国矿业大学学报, 2015, 44(4): 696-703.  
YANG F, HOU L H, WEI Y Z, et al. New perspective on Shinan 21 and Shinan 31 reservoirs in the cental Junggar Basin[J]. Journal of China University of Mining and Technology, 2015, 44(4): 696-703.
- [4] 徐同台. 保护油气层技术[M]. 北京:石油工业出版社, 2003: 46-48.  
XU T T. The technology of hydrocarbon reservoir protection[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003: 46-48.
- [5] 何更生,唐海. 油层物理[M]. 北京:石油工业出版社, 2011: 96-103.  
HE G S, TANG H. Reservoir physics[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 96-103.
- [6] 裘亦楠. 油气储层评价技术[M]. 北京:石油工业出版社, 1994: 76.  
QIU Y N. Oil and gas reservoir evaluation technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1994: 76.
- [7] 翟云芳. 渗流力学[M]. 北京:石油工业出版社, 2009: 25-31.  
ZHAI Y F. Seepage mechanic[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 25-31.
- [8] 赵军龙. 测井资料处理与解释[M]. 北京:石油工业出版社, 2012: 21-26.  
ZHAO J L. Logging data processing and interpretation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012: 21-26.
- [9] 李克向. 保护油气层钻井完井技术[M]. 北京:石油大学出版社, 1993: 41-47.  
LI K X. Formation protection drilling and completion technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993: 41-47.
- [10] 伦纳德·卡尔法亚. 酸化增产技术[M]. 北京:石油工业出版社, 2004: 71-93.  
KALFALLA L. Production enhancement with acid simulation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 71-93.
- [11] ALVAREZ A C, HIME G, MARCHESIN D, et al. The inverse problem of determining the filtration function and permeability

(下转第114页)