

# 注水中悬浮颗粒堵塞储层的影响因素分析

罗莉涛<sup>1,2,5</sup>, 廖广志<sup>3</sup>, 张玉<sup>4</sup>, 刘晓蕾<sup>1,2</sup>, 王莹莹<sup>5</sup>, 张林<sup>5,6</sup>

1. 中国科学院渗流流体力学研究所, 廊坊 065007
2. 中国科学院大学, 北京 100190
3. 中国石油勘探与生产分公司, 北京 100011
4. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083
5. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 廊坊 065007
6. 长江大学, 武汉 430100

**摘要** 注入水中悬浮颗粒能够严重堵塞油藏储层,造成渗透率下降,导致注水难、采油难。开展悬浮颗粒对储层伤害规律的研究,对提高油田注水效果有着重要的指导作用。以5种不同粒径的悬浮颗粒分别在3种不同浓度溶液条件下,对天然岩心进行室内流动实验。将粒径与喉道直径之比定义为匹配度,流出液浓度与注入液浓度之比定义为相对浓度。结果表明:在岩心平均喉道直径 $0.94\ \mu\text{m}$ 、水测渗透率 $0.137\times 10^{-3}\sim 0.235\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 条件下,注入悬浮颗粒溶液后,渗透率变小,产生了堵塞。其中当匹配度小于0.777时,相对浓度大于0,即部分颗粒能够贯穿岩心,发生贯穿性堵塞;当匹配度大于0.777时,相对浓度为0,即颗粒无法贯穿岩心,发生浅部堵塞;在匹配度接近0.777时,为由贯穿性堵塞向浅部堵塞过渡阶段,堵塞最严重。注入量与堵塞程度有较好的线性关系。建议油田在达到配注量的同时,尽量减小注入水悬浮颗粒浓度,保证悬浮颗粒粒径范围集中且匹配度远离临界值。

**关键词** 悬浮颗粒;注入量;相对浓度;匹配度;堵塞程度

**中图分类号** TE341

**文献标志码** A

**doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.36.011

## Influencing Factors of Reservoir Plugging Caused by Suspended Particles in Injected Water

LUO Litao<sup>1,2,5</sup>, LIAO Guangzhi<sup>3</sup>, ZHANG Yu<sup>4</sup>, LIU Xiaolei<sup>1,2</sup>, WANG Yingying<sup>5</sup>, ZHANG Lin<sup>5,6</sup>

1. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, China
2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China
3. PetroChina Exploration & Production Company China, Beijing 100011, China
4. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China
5. Langfang Branch of Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Langfang 065007, China
6. Yangtze University, Wuhan 430100, China

**Abstract** Suspended particles in injected water can seriously plug the reservoir, which makes it hard for the water to be injected and the oil to be produced. In order to solve this problem, the plugging of a reservoir caused by suspended particles should be studied. In this paper, a core plugging experiment is designed, where 3 sizes and 5 concentrations of suspended particles are considered. The ratio of the diameter of the suspended particle to the throat diameter is defined as the compatibility. The ratio of the effluent concentration to the injection concentration is defined as the relative concentration. It is shown that when the throat diameter

收稿日期:2014-09-16;修回日期:2014-11-19

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05031)

作者简介:罗莉涛,博士研究生,研究方向为油气田开发,电子信箱:mhlpht6184@126.com

引用格式:罗莉涛,廖广志,张玉,等.注水中悬浮颗粒堵塞储层的影响因素分析[J].科技导报,2014,32(36):69-74.

of the core is  $0.94 \mu\text{m}$  and the water permeability of the core is  $0.137 \sim 0.235 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , the permeability decreases and the plugging occurs after suspended particles are injected. When the particle compatibility  $< 0.777$ , the relative concentration  $> 0$ , a part of suspended particles can go through the core, the form of plugging is penetrable; when the particle compatibility  $> 0.777$ , the relative concentration is 0, the suspended particles can not go through the core, the form of plugging is a shallow plugging; The particle compatibility 0.777 is the critical value from penetrable plugging to shallow plugging. Under an appropriate particle compatibility value, the pore volume and the plugging degree have a good linear relationship. It is suggested that the concentration should be low, the particle size should be in a limited range and the particle compatibility should be far below the critical value.

**Keywords** suspended particles; pore volume; relative concentration; particle compatibility; plugging degree

悬浮颗粒在多孔介质中的运移所涉及范围很广,如在油田注水开发中,悬浮颗粒会使注水井的吸水能力降低,油井产能下降<sup>[1,2]</sup>;在人工补给地下水中,悬浮颗粒会引起多孔隙介质的物理堵塞,造成地下水热泵井回灌困难<sup>[3,4]</sup>;在地下水污染中,污染物会吸附在悬浮颗粒的表面随流水而运移<sup>[5-7]</sup>。因此,研究悬浮颗粒在多孔介质中的运移具有重要意义。

目前,国内87%油田驱油方式是注水开发,注入水中的悬浮颗粒会严重堵塞储层,引起注入压力上升,从而造成注水难、采油难<sup>[8-11]</sup>。在油田注水开发中,悬浮颗粒在流体作用下会因为岩心喉道的大小而产生不同的堵塞形式,对储层造成不同程度的伤害<sup>[12-17]</sup>。因此,研究注入水中颗粒含量和粒径大小对地层吸水能力的影响对于注水开发油田十分重要<sup>[14]</sup>。

悬浮颗粒堵塞储层是一个复杂的过程,影响因素主要有注入条件、注入溶液和储层本身等方面。为全面研究各个因

素对储层堵塞影响,采用正交实验原理<sup>[18]</sup>设计了不同浓度、粒径的悬浮颗粒溶液的安塞油田天然岩心流动实验,多角度综合研究其对储层的堵塞程度的影响。

## 1 材料与方法

### 1.1 实验材料

选取安塞油田15块岩心进行3种浓度、5种粒径的悬浮颗粒溶液岩心流动实验,岩心气测渗透率 $K$ 在 $1 \sim 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,水测渗透率 $K_w$ 在 $0.137 \sim 0.235 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,经常规物性测试方法测定的孔隙度 $\Phi$ 在13.51%~17.06%,经美国Coretest公司制造的ASPE730恒速压汞仪测定实验岩心的平均喉道直径为 $0.940 \mu\text{m}$ ,详细参数信息见表1。 $C$ 为悬浮颗粒溶液浓度, $D$ 为悬浮颗粒粒径。

表1 岩心参数  
Table 1 Core parameters

岩心 编号	$\Phi/\%$	$K_w/10^{-3}$ $\mu\text{m}^2$	悬浮颗粒溶液		岩心 编号	$\Phi/\%$	$K_w/10^{-3}$ $\mu\text{m}^2$	悬浮颗粒溶液		岩心 编号	$\Phi/\%$	$K_w/10^{-3}$ $\mu\text{m}^2$	悬浮颗粒溶液	
			$C/(\text{mg} \cdot \text{L}^{-1})$	$D/\mu\text{m}$				$C/(\text{mg} \cdot \text{L}^{-1})$	$D/\mu\text{m}$				$C/(\text{mg} \cdot \text{L}^{-1})$	$D/\mu\text{m}$
1	17.06	0.219	1.0	0.275	6	15.93	0.203	1.5	0.275	11	14.02	0.138	2.0	0.275
2	16.34	0.222	1.0	0.550	7	13.51	0.202	1.5	0.550	12	15.48	0.137	2.0	0.550
3	15.03	0.222	1.0	0.730	8	15.05	0.235	1.5	0.730	13	14.93	0.158	2.0	0.730
4	14.54	0.216	1.0	1.000	9	14.68	0.210	1.5	1.000	14	13.65	0.163	2.0	1.000
5	14.11	0.191	1.0	2.100	10	14.47	0.205	1.5	2.100	15	15.63	0.198	2.0	2.100

实验所用流体为模拟地层水和悬浮颗粒溶液,其中模拟地层水由蒸馏和氯化钠根据安塞油田地层水矿化度配制,矿化度为 $90 \text{ g/L}$ ;悬浮颗粒溶液由一定粒径、质量的石英砂(5000目 $2.600 \mu\text{m}$ )和一定体积的模拟地层水配制,其中实验中 $C$ 、 $D$ 是参考《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法(SY/T 5329—1994)》<sup>[19]</sup>和油田现场相关数据确定。

悬浮颗粒溶液具体配制方法(以配制颗粒浓度为 $1.0 \text{ mg/L}$ 、粒径为 $0.550 \mu\text{m}$ 的悬浮颗粒溶液为例):

1) 在烧杯中将5000目的石英砂溶于蒸馏水中,取静置

36 h后的上清液,此上清液中粒径处于 $0.450 \sim 0.650 \mu\text{m}$ 范围内的石英砂能够满足在岩心流动实验时间36 h内始终处于悬浮状态的实验要求。

2) 依次用孔径为 $0.650$ 、 $0.450 \mu\text{m}$ 的滤膜过滤上清液<sup>[20]</sup>,此时 $0.450 \mu\text{m}$ 滤膜上过滤下来的石英砂,粒径范围为 $0.450 \sim 0.650 \mu\text{m}$ 。

3) 将 $0.450 \mu\text{m}$ 滤膜(上面附有的粒径处于 $0.450 \sim 0.650 \mu\text{m}$ 的石英砂)在 $80^\circ\text{C}$ 烘箱内烘24 h,称重 $m_1$ 。

4) 用一定体积 $V$ 的模拟地层水分多次漂洗烘干称重后

的 $0.450\ \mu\text{m}$ 滤膜,尽可能地将粒径处于 $0.450\sim 0.650\ \mu\text{m}$ 的石英砂漂洗下来,则漂洗液为包含粒径处于 $0.450\sim 0.650\ \mu\text{m}$ 的石英砂的悬浮颗粒溶液。

5) 将经过漂洗后的 $0.450\ \mu\text{m}$ 滤膜(上面含有未被漂洗下来的粒径处于 $0.450\sim 0.650\ \mu\text{m}$ 的石英砂)在 $80^\circ\text{C}$ 烘箱内烘 $24\ \text{h}$ ,称重 $m_2$ ,由 $m_1-m_2$ 可获取粒径处于 $0.450\sim 0.650\ \mu\text{m}$ 的石英砂的质量,结合一定体积 $V$ 的模拟地层水,由 $(m_1-m_2)/V$ 可计算出悬浮颗粒溶液的浓度 $C_1$ 。

6) 将浓度 $C_1$ 、粒径处于 $0.450\sim 0.650\ \mu\text{m}$ 的悬浮颗粒溶液稀释至实验设计浓度 $1.0\ \text{mg/L}$ 。并将粒径处于 $0.450\sim 0.650\ \mu\text{m}$ 取平均值 $0.550\ \mu\text{m}$ 作为实验设计粒径。这样得到颗粒浓

度为 $1.0\ \text{mg/L}$ 、粒径为 $0.550\ \mu\text{m}$ 的悬浮颗粒溶液。

7) 为保证实验的准确性,用Winner 2000ZD激光粒度仪<sup>[21]</sup>测试颗粒浓度为 $1.0\ \text{mg/L}$ 、粒径为 $0.550\ \mu\text{m}$ 的悬浮颗粒溶液,证明粒径处于在 $0.450\sim 0.650\ \mu\text{m}$ 。

## 1.2 实验装置

实验装置由驱动系统、岩心夹持系统、采出液收集系统组成(图1)。其中,驱动系统采用100DX型双计量泵(Teledyne 美国ISCO公司),其流量范围 $0\sim 200\ \text{mL/min}$ ,精度 $1\%$ 。岩心夹持系统采用活塞容器ZR-3(容量 $0\sim 400\ \text{mL}$ ,压力为 $0\sim 70\ \text{MPa}$ )和不锈钢岩心夹持器(压力 $0\sim 70\ \text{MPa}$ )。计量系统采用微量试管(容量 $0\sim 5\ \text{mL}$ ,精度 $0.01\ \text{mL}$ )。

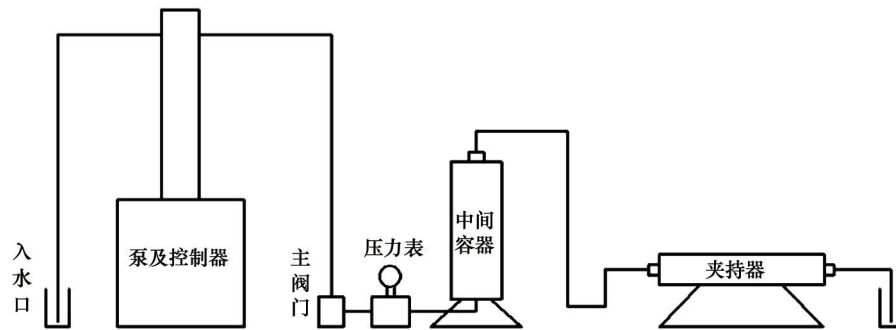


图1 实验流程

Fig. 1 Flow chart of the experiment

## 1.3 实验方法

为研究悬浮颗粒溶液对储层的伤害规律,开展了不同浓度、粒径的悬浮颗粒溶液的岩心流动实验,具体实验方法为:

1) 将所配制的一定浓度、粒径的悬浮颗粒溶液装入活塞容器中,将岩心装入岩心夹持器中。

2) 结合安塞油田地层压力及现场注水速度等现场信息,将实验围压设置为恒压 $20\ \text{MPa}$ 、实验速度设为恒速 $0.1\ \text{mL/min}$ ,实验注入量设为恒定 $30.0$ 倍孔隙体积(PV)。因温度对实验影响作用微小,故实验温度设为恒温 $25^\circ\text{C}$ 。

3) 待出口端有溶液流出后,每 $30\ \text{min}$ 记录一次入口压力、出口流量,直至注入量达到 $30.0\ \text{PV}$ 时,停止记录。

4) 实验记录终止后,将流出液通过滤膜过滤法(参考配制悬浮颗粒溶液方法)测定流出液中悬浮颗粒的浓度。

5) 根据每次记录数据计算岩心渗透率,为了定量评价不同浓度、粒径悬浮颗粒溶液对岩心的堵塞程度,提出堵塞程度 $\alpha$ 和渗透率损失值 $\beta$ 参数,计算公式为:

$$\alpha = K(t)/K(0) \quad (1)$$

$$\beta = 1 - \alpha = 1 - K(t)/K(0) \quad (2)$$

式中, $K(0)$ 为初始水测渗透率; $K(t)$ 为注入悬浮颗粒溶液 $t$ 时的水测渗透率。

$\alpha$ 值越小,表示堵塞越严重。目前石油行业以 $\beta=30\%$ 即 $\alpha=70\%$ 为伤害界限,当 $\beta \geq 30\%$ 时,认为堵塞形成了伤害。

## 2 结果分析

### 2.1 对堵塞形式的分析

本实验表明,对于安塞油田气测渗透率在 $1 \times 10^{-3} \sim 2 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ,水测渗透率 $K_w$ 在 $0.137 \times 10^{-3} \sim 0.235 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ,孔隙度 $\Phi$ 在 $13.51\% \sim 17.06\%$ ,平均孔喉直径为 $0.940\ \mu\text{m}$ 的天然岩心,注入不同颗粒浓度、粒径悬浮颗粒溶液后,产生的堵塞有贯穿性堵塞、浅部堵塞、贯穿性堵塞向浅部堵塞过渡3种形式。

为更好地阐述存在的3种堵塞形式,提出了匹配度 $PC$ 、相对浓度 $RC$ 参数,计算公式为

$$PC = D_{\text{颗粒}}/D_{\text{孔喉}} \quad (3)$$

$$RC = C_{\text{流出}}/C_{\text{注入}} \quad (4)$$

式中, $D_{\text{颗粒}}$ 、 $D_{\text{孔喉}}$ 分别为颗粒粒径和平均孔喉直径; $C_{\text{流出}}$ 、 $C_{\text{注入}}$ 分别为流出液颗粒浓度和注入液颗粒浓度。匹配度、相对浓度与堵塞程度的关系如表2所示。

由表2可知,注入悬浮颗粒溶液后, $\alpha$ 均小于1即渗透率都变小了,说明注入悬浮颗粒溶液后,颗粒入侵到岩心内部,造成了不同的堵塞程度,产生了渗透率损失。

表2 各因素与堵塞程度的关系  
Table 2 Relationship between various factors and plugging degree

岩心 编号	注入液颗粒浓 度/(mg·L <sup>-1</sup> )	颗粒粒 径/μm	注入 量/PV	匹配 度	相对 浓度	$\alpha$
1	1.0	0.275	30.0	0.293	0.95	0.83
2	1.0	0.550	30.0	0.585	0.69	0.71
3	1.0	0.730	30.0	0.777	0.10	0.68
4	1.0	1.000	30.0	1.063	0	0.67
5	1.0	2.100	30.0	2.234	0	0.58
6	1.5	0.275	30.0	0.293	0.93	0.76
7	1.5	0.550	30.0	0.585	0.63	0.69
8	1.5	0.730	30.0	0.777	0.08	0.49
9	1.5	1.000	30.0	1.063	0	0.63
10	1.5	2.100	30.0	2.234	0	0.56
11	2.0	0.275	30.0	0.293	0.89	0.59
12	2.0	0.550	30.0	0.585	0.58	0.58
13	2.0	0.730	30.0	0.777	0.05	0.49
14	2.0	1.000	30.0	1.063	0	0.61
15	2.0	2.100	30.0	2.234	0	0.55

由图2匹配度与 $\alpha$ 的关系曲线可知,实验中以 $PC=0.777$ ,即实验颗粒粒径 $0.730\ \mu\text{m}$ 为分界值, $PC < 0.777$ 即实验颗粒粒径 $< 0.730\ \mu\text{m}$ 时,不同注入液颗粒浓度曲线之间落差较大,颗粒浓度相对于匹配度(颗粒粒径)成为影响堵塞程度 $\alpha$ 的主导因素; $PC > 0.777$ 即实验颗粒粒径 $> 0.730\ \mu\text{m}$ 时,不同注入液颗粒浓度曲线之间落差较小,匹配度相对于注入液颗粒浓度成为影响堵塞程度的主导因素;在 $PC \approx 0.777$ ,即实验颗粒粒径接近 $0.730\ \mu\text{m}$ 时,注入液颗粒浓度和匹配度共同作用, $\alpha$ 值最小,此时造成的堵塞最严重。匹配度越接近 $0.777$ , $\alpha$ 值越小, $PC$ 值远离 $0.777$ , $\alpha$ 值变大。

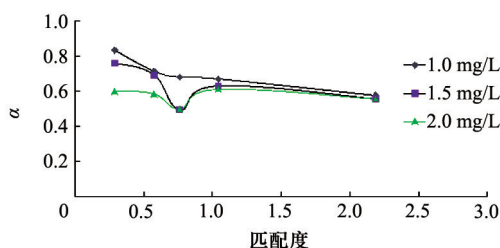


图2 匹配度与堵塞程度的关系  
Fig. 2 Relationship between particle compatibility and plugging degree  $\alpha$

$0.777$ 为堵塞形式发生改变的匹配度临界值,其左右两边堵塞的主导因素有明显区别,存在堵塞形式不同。

由图3匹配度与相对浓度关系曲线可知,在 $PC < 0.777$ 的条件下, $RC > 0$ ,即流出液中存在悬浮颗粒,说明存在颗粒能够贯穿岩心。其中,当注入液颗粒浓度相同时, $RC$ 值随着匹配度(颗粒粒径)的增大而逐渐减小,因为随着颗粒粒径与岩心孔喉匹配关系的增强,颗粒更容易堵塞孔喉;当匹配度相同时,注入液颗粒浓度越大, $RC$ 值越小,因为注入液颗粒浓度越大,颗粒相互竞争被岩心基质捕获越激烈,而岩心基质捕获颗粒的能力有限,当基质已经被一层颗粒所覆盖,颗粒之间同性相斥,颗粒就无法轻易被捕获,大量未被捕获的、悬浮于溶液中的颗粒贯穿岩心流出。在 $PC > 0.777$ 的条件下, $RC=0$ ,即流出液中不存在悬浮颗粒,说明颗粒全部无法贯穿岩心。在 $PC \approx 0.777$ 的条件下, $RC$ 值极小,即流出液中含有极少的悬浮颗粒,说明此阶段为堵塞形式发生变化的过渡阶段。

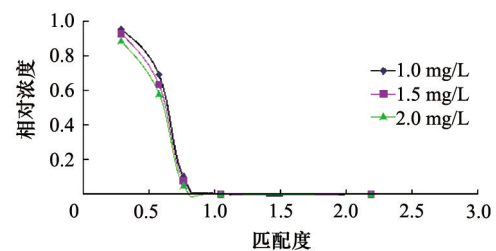


图3 匹配度与相对浓度的关系  
Fig. 3 Relationship between particle compatibility and relative concentration

综合可得, $0.777$ 为实验中堵塞形式发生改变的匹配度临界值;当 $PC < 0.777$ 时,部分颗粒能够贯穿岩心,为贯穿性堵塞;当 $PC > 0.777$ 时,全部颗粒无法贯穿岩心,但存在颗粒入侵岩心造成堵塞,颗粒只入侵了岩心的一小段,为浅部堵塞;在 $PC \approx 0.777$ 时,为堵塞形式由贯穿性堵塞向浅部堵塞的过渡阶段。

建议低渗透油田在达到配注量的同时,尽量减小注入水悬浮颗粒浓度,保证悬浮颗粒粒径范围集中且匹配度远离临界值。

## 2.2 堵塞程度与注入量的关系

通过注入量 $PV$ 能反应注入时间、注入速度两项因素对储层的堵塞程度 $\alpha$ 的影响。目前石油行业以 $\beta=0.3$ ,即 $\alpha=0.7$ 为伤害界限,当 $\beta \geq 0.3$ 时,认为堵塞形成了伤害。实验中,随着注入液的注入, $\alpha$ 值从1逐渐减小,当 $\alpha \leq 0.7$ 即 $\beta \geq 0.3$ 时,记录堵塞开始产生伤害所需要注入量,绘制曲线如图4所示。因有3种溶液注入后,在实验结束即注入量 $30.0\ PV$ 时,始终有 $\alpha > 0.7$ ,见表2,因此图4中曲线仅由12个点绘制。

由图4匹配度与注入量关系曲线可知, $\alpha$ 为 $0.7$ ,匹配度相同时,所需注入量随着注入液颗粒浓度的增大而减小。注入液颗粒浓度越大,单位体积所含颗粒越多,要达到一定的堵塞程度所需要的注入时间越小,注入量越小;注入液颗粒浓

度相同时,所需注入量随着匹配度的增大而减小,PC≈0.777时最小,随后有所上升再略微减小。因为随着匹配度的增大,悬浮颗粒粒径越来越接近孔喉尺寸,颗粒越容易堵塞孔喉,堵塞越严重,要达到一定的堵塞程度所需注入量越少,PC≈0.777时仅需最小的注入量即可使α快速将下降至0.7,随后堵塞形式变为浅部堵塞,较大颗粒只堵塞了一小段,引起堵塞程度稍弱,所以要达到一定的堵塞程度所需的注入量有所上升,然后略微减小。

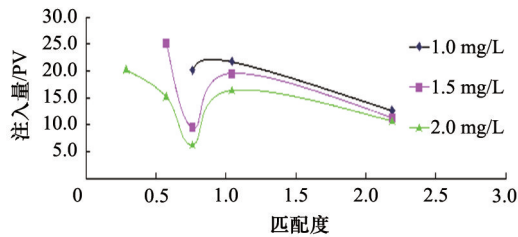


图4 匹配度与注入量的关系

Fig. 4 Relationship between particle compatibility and injection rate

注入不同浓度、粒径的悬浮颗粒溶液时,要达到相同的堵塞程度即α值,所需注入量有显著差异。说明注入量对岩心的堵塞程度有着显著影响。

为进一步研究注入量对岩心的堵塞程度的动态关系,借鉴Pang等<sup>[22,23]</sup>和Sharma等<sup>[24]</sup>建立的滤失模型,即注入能力比的倒数为时间的线性函数:

$$\frac{1}{\alpha(t)} = \frac{K(0)}{K(t)} \approx 1 + \frac{\gamma VC}{L} \left[ 1 - \exp\left(-\frac{\lambda L}{V}\right) \right] \quad (5)$$

实验中流速  $V \leq 0.02$  cm/min, 岩心长度  $L \geq 6$  cm, 在低注水速度下, Pang 和 Sharma 认为针对砂岩岩心虑失系数  $\lambda$  有  $4.6 \leq \lambda \leq 10$ , 则  $\frac{\lambda L}{V} \geq 10$ , 即  $1 - \exp\left(-\frac{\lambda L}{V}\right) \approx 1$ 。

式(5)则可变为

$$\frac{1}{\alpha(t)} = \frac{K(0)}{K(t)} \approx 1 + \frac{\beta VC}{L} \quad (6)$$

又因为  $Q = Vt/v$ ,  $v = AL\Phi$ ,  $QAL\Phi = Vt$ , 则

$$\frac{1}{\alpha(t)} = \frac{K(0)}{K(t)} \approx 1 + \frac{\gamma VC}{L} = 1 + \gamma CQA\Phi \quad (7)$$

式中,  $\gamma$  为经验伤害系数;  $C$  为注入悬浮颗粒浓度;  $A$  为岩心截面面积;  $\Phi$  为初始孔隙度;  $Q$  为注入孔隙体积的倍数。

实验中岩心  $A$  为恒定值,  $\Phi$  在 13.51%~17.06%, 而  $C$  集中在 1.0~2.0 mg/L, 注入量在 30 PV 以内, 因此注入量在所有的影响因素中权重最大, 结合式(7)可以认为堵塞程度  $\alpha$  是注入量的线性函数。如表 3 所示, 对 15 块岩心的堵塞程度  $\alpha$  与注入量进行了线性拟合, 结果相关系数  $R^2$  多数在 0.9 以上, 证实了堵塞程度  $\alpha$  与注入量存在较好的线性关系, 同时说明式(7)在一定范围内适用于预测注入一定注入量的悬浮颗粒溶液产生的堵塞程度。

表3 堵塞程度与注入量的关系

Table 3 Relationship between plugging degree and injection rate

岩心编号	注入液颗粒浓度/(mg·L <sup>-1</sup> )	颗粒粒径/μm	线性拟合	R <sup>2</sup>
1	2.0	0.275	y=0.0216x+0.9812	0.9897
2	2.0	0.550	y=0.0213x+1.0656	0.9617
3	2.0	0.730	y=0.0240x+1.2787	0.9177
4	2.0	1.000	y=0.0207x+0.9844	0.9874
5	2.0	2.100	y=0.0264x+1.0436	0.9627
6	1.5	0.275	y=0.0111x+1.0334	0.9801
7	1.5	0.550	y=0.0116x+1.0981	0.9626
8	1.5	0.730	y=0.0294x+1.2452	0.9638
9	1.5	1.000	y=0.0200x+0.9933	0.9880
10	1.5	2.100	y=0.0258x+1.1315	0.8589
11	1.0	0.275	y=0.0068x+0.9788	0.8782
12	1.0	0.550	y=0.0152x+0.9543	0.9600
13	1.0	0.730	y=0.0147x+1.0507	0.9855
14	1.0	1.000	y=0.0179x+1.0290	0.9462
15	1.0	2.100	y=0.0251x+1.0488	0.9347

### 2.3 安塞油田合理的悬浮颗粒指标

对于安塞油田,表2结合堵塞规律可以推断,注入液颗粒浓度  $C > 2.0$  mg/L 且不论颗粒粒径,堵塞程度  $\alpha < 0.7$ , 即渗透率损失值  $\beta$  超过 30%;  $C \leq 1.0$  mg/L 且  $D_{颗粒} < 0.730$  μm 时,  $\beta$  不超过 30%; 在  $1.0$  mg/L  $< C < 2.0$  mg/L 且  $D_{颗粒} < 0.730$  μm 时,  $\beta$  有大于 30%, 也有小于 30%;  $0.730$  μm  $\leq D_{颗粒} \leq 2.100$  μm 且不论注入液颗粒浓度,  $\beta$  均超过 30%。

由此,建议安塞低渗透油藏注入液悬浮颗粒浓度小于 1.0 mg/L, 颗粒粒径小于 0.730 μm。

### 3 结论

1) 注入量一定的条件下,  $\alpha < 1$ , 说明均产生了堵塞。当  $PC < 0.777$  时,  $RC > 0$ , 即有颗粒能够贯穿通过岩心, 发生贯穿性堵塞; 当  $PC > 0.777$  时,  $RC = 0$ , 即全部颗粒无法贯穿岩心, 发生浅部堵塞形式; 在  $PC \approx 0.777$  时, 为堵塞形式由贯穿性堵塞向浅部堵塞的过渡阶段。

2) 建议低渗透油田在达到配注量的同时, 尽量减小注入水悬浮颗粒浓度, 保证悬浮颗粒粒径范围集中且匹配度远离临界值。匹配度远小于临界值, 将增加现场处理悬浮颗粒的技术费用; 匹配度远大于临界值, 将增加洗井费用。各油田应结合经济效益情况设计合理的控制粒径。

3) 注入量对岩心的堵塞程度有显著影响, 二者存在较好的线性关系。

4) 建议安塞低渗透油藏注入液悬浮颗粒浓度小于1.0 mg/L, 粒径小于0.730 μm。

#### 参考文献(References)

- [1] 杨正明, 邱勇松, 张训华, 等. 注入水中的悬浮颗粒对特低渗透油藏开发效果的影响[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(4): 106-108.  
Yang Zhengming, Qiu Yongsong, Zhang Xunhua, et al. The effect of suspended particles from injected water on the development of super low-permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(4): 106-108.
- [2] 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 99-103.  
Li Daopin. The development of the low permeability sandstone oil field [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997, 99-103.
- [3] 王在刚, 徐勇鹏, 崔福义, 等. 给水处理过程中颗粒特征分析[J]. 中国给水排水, 2006, 22(17): 51-53.  
Wang Zaigang, Xu Yongpeng, Cui Fuyi, et al. Analysis on parameters of particles size distribution in drinking water treatment[J]. China Water & Waste Water, 2006, 22(17): 51-53.
- [4] 刘泉声, 赵军, 张程远. 考虑尺寸排除效应颗粒迁移模型的建立[J]. 岩土力学, 2012, 33(8): 2265-2268.  
Liu Quansheng, Zhao Jun, Zhang Chengyuan. Establishment of particulate transport: Size exclusion effect[J]. Rock and Soil Mechanics, 2012, 33(8): 2265-2268.
- [5] Nico Goldscheider, Michiel Pronk, Jakob Zopfi, 等. 沉积物和悬浮颗粒在岩溶水系统污染物衰减与运移中的作用[J]. 中国岩溶, 2009, 28(2): 113-121.  
Goldscheider N, Pronk M, Zopfi J, et al. Role of sediments and suspended particles for contaminant attenuation and transport in karst aquifer systems[J]. Carsologica Sinica, 2009, 28(2): 113-121.
- [6] Utsunomiya S, Kersting A B, Ewing R C. Groundwater nanoparticles in the far-field at the Nevada Test Site: Mechanism for radionuclide transport [J]. Environmental Science and Technology, 2009, 43(5): 1293-1298.
- [7] Möri A, Alexander W R, Geckeis H, et al. The colloid and radionuclide retardation experiment at the Grimsel Test Site: Influence of bentonite colloids on radionuclide migration in a fractured rock[J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2003, 217(1-3): 33-47.
- [8] 原晓珠. 冀东油田注水过程中储层保护技术研究[D]. 荆州: 长江大学, 2012.  
Yuan Xiaozhu. Research on reservoir protection technique during water injection process of Jidong Oilfield[D]. Jingzhou: Yangtze University, 2012.
- [9] 万仁薄, 罗英俊. 采油技术手册(第2册)[M]. 北京: 石油工业出版社, 1991: 40-41.  
Wan Renbo, Luo Yingjun. Production technical manual (Vol 2) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1991: 40-41.
- [10] 孙丽丽, 侯吉瑞, 赵凤兰, 等. 苏丹油田注水伤害及对策研究[J]. 油田化学, 2011, 28(2): 137-141.  
Sun Lili, Hou Jirui, Zhao Fenglan, et al. Sudan oil field injecting water damage and the counter measures[J]. Oilfield Chemistry, 2011, 28(2): 137-141.
- [11] 戴达山, 刘开莉, 熊健, 等. 低渗透注水开发油田储层吸水能力研究 [J]. 油气田地面工程, 2010, 29(7): 14-16.  
Dai Dashan, Liu Kaili, Xiong Jian, et al. Study on water absorbing capability of reservoir in water injection development oilfield with low-permeability[J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2010, 29(7): 14-16.
- [12] Oluymi G F. Investigation of depletion induced formation damage mechanisms in fractured reservoirs[C]. SPE European Formation Damage Conference, Noordwijk, The Netherlands, June 7-10, 2011.
- [13] 马功联. 河86地区生物灰岩油藏注水水源评价及储层伤害研究[J]. 特种油气藏, 2004, 11(5): 96-100.  
Ma Gonglian. Injected water source assessment and reservoir damage study on He 86 Biolithite Reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2004, 11(5): 96-100.
- [14] 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, 28(5): 47-49.  
Li Haitao, Wang Yongqing, Jiang Jianxun. Evaluation of formation damage induced by suspended particles during water injection[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2006, 28(5): 47-49.
- [15] Bedrikovetsky P, Mackay E J, Rosario F F, et al. Injectivity impairment due to sulfate scaling during PWRI: Analytical model[C]. SPE International Oilfield Scale Symposium, Aberdeen, UK, May 31-June 1, 2006.
- [16] Zeinijahromi A, Nguyen P T, Bedrikovetsky P. Taking advantage of fines-migration-induced formation damage for improved waterflooding (reservoir simulation using polymer flood option) [C]. SPE European Formation Damage Conference, Noordwijk, The Netherlands, June 7-10, 2011.
- [17] Bedrikovetsky P G, Furtado C G A, de Souza A L V, et al. In-situ erosion of damaged formation during injectivity decline (PWRI and Seawater Flood) [C]. European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands, May 30-June 1, 2007.
- [18] 李海涛, 王永清, 谭灿. 砂岩储层清水和污水混注对储层损害的实验评价[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 137-139.  
Li Haitao, Wang Yongqing, Tan Can. Experimental evaluation on formation damage caused by re-injection of mixture of fresh water and produced water in sandstone reservoir[J]. Acta Petrol Ei Sinica, 2007, 28(2): 137-139.
- [19] 油气田开发专业标准化委员会. SY/T 5329—1994 碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法[S]. 北京: 石油工业出版社, 1995.  
Oil And Gas Field Development Professional Standardization Committee. SY/T 5329—1994 Clastic reservoir injection water quality indicators and analytical methods recommended[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995.
- [20] 徐成君. 滤膜过滤法测量水中悬浮物[J]. 油气田地面工程, 2010, 29(3): 89-90.  
Xu Chengjun. Suspended substance measurement in the water by membrane filtration method[J]. 2010, 29(3): 89-90.
- [21] 王福贵. 油田采出水常规处理工艺出水中颗粒物粒径分布及分析[J]. 特种油气藏, 2006, 13(3): 56-59.  
Wang Fugui. Particle size distribution and analysis of oilfield produced water treatment process[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2006, 13(3): 56-59.
- [22] Pang S, Sharma M M. Evaluating the performance of open-hole, perforated and fractured water injection wells[C]. SPE European Formation Damage Conference, The Hague, Netherlands, May 15-16, 1995.
- [23] Pang S, Sharma M M. A Model for predicting injectivity decline in water injection wells[C]. SPE Formation Evaluation, 1997, 12(3): 194-201.
- [24] Wennberg K E, Sharma M M. Determination of the filtration coefficient and the transition time for water injection wells[C]. SPE European Formation Damage Conference, Hague, The Netherlands, June 2-3, 1997.

(责任编辑 刘志远)