



基于核磁共振技术评价气田采出水对地层的伤害机理

杜康¹, 刘永国¹, 郭萍¹, 陈志刚¹, 慕进升¹, 黄凯², 王琛²

(1. 中国石油长庆油田分公司第三采气厂, 内蒙古鄂尔多斯 017300;

2. 西安石油大学石油工程学院, 陕西西安 710065)

[摘要] 采出水回注是国内处理气田采出水的有效手段,但是,由于不同工艺处理效果存在差异,导致采出水中未被处理的部分悬浮物对回注地层造成不同程度的堵塞伤害。运用激光粒度衍射分析技术、室内物理流动模拟实验结合核磁共振技术,开展采出水回注室内模拟实验,定量评价采出水悬浮物对岩心样品的伤害程度,明确不同工艺处理效果,揭示回注地层堵塞伤害机理。实验结果表明,气田采出水悬浮物粒径尺度是影响回注地层堵塞程度的主控因素,发生堵塞伤害的悬浮物粒径主要分布在 7.65~52.62 μm ;采用“破乳+油水分离+沉降除油+气浮+旋流分离+过滤”工艺处理效果最佳,悬浮物粒径均值下降率为 76.31%,中值下降率为 77.46%,回注后地层渗透率伤害率仅为 2.16%,孔隙度伤害率降至 10.77%;而“沉降除油”工艺处理效果较差,核磁共振结果显示较小孔喉堵塞程度为 24.15%,整体孔喉堵塞程度达到 24.18%,回注后对地层渗透率伤害率达 26.09%,孔隙度伤害率为 13.64%。综合分析认为,采出水中的较大粒径悬浮物是造成回注地层发生堵塞伤害的主要原因,根据回注地层储层物性特征,针对性地选择高效的水处理工艺,是延长回注地层寿命,实现气田采出水高效回注的有效方法。

[关键词] 采出水;核磁共振;处理工艺;储层伤害;苏里格气田

[中图分类号] X741 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1005-829X(2023)05-0149-09

Evaluation of damage mechanism of gas field produced water based on nuclear magnetic resonance technology

DU Kang¹, LIU Yongguo¹, GUO Ping¹, CHEN Zhigang¹, MU Jinsheng¹, HUANG Kai², WANG Chen²

(1. No. 3 Gas Production Plant, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Ordos 017300, China;

2. School of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China)

Abstract: Produced water reinjection is an effective method for the treatment of produced water in gas fields in China. However, due to the differences in the treatment effects of different processes, the untreated suspended solids in the produced water cause varying degrees of clogging damage to the reinjected formation. Using laser particle size diffraction analysis technology, indoor physical flow simulation experiment combined with nuclear magnetic resonance technology, the laboratory simulation experiment of produced water re-injection was carried out to quantitatively evaluate the damage degree of produced water suspended matter to core samples, to clarify the treatment effects of different processes, and to reveal the formation blockage of re-injection damage mechanism. The experimental results showed that the particle size of the suspended solids in the produced water of the gas field was the main controlling factor affecting the plugging degree of the reinjection formation. And the experimental results showed that the particle size of the suspended solids with blockage damage is mainly distributed in the range of 7.65~52.62 μm . The combined process of demulsification, oil-water separation, sedimentation, air flotation, cyclone separation and filtration had the best effect. The average particle size decreased rate was 76.31%, the median decrease rate was 77.46%, and the formation permeability damage rate after reinjection was only 2.16%, the porosity damage rate was reduced to 10.77%, While the “settling and oil removal” process was less effective. The nuclear magnetic resonance results showed that the blockage degree of small pore throats was 24.15%, and the overall pore throat blockage de-

[基金项目] 中国石油科技创新基金(2020D-5007-0205)

gree reached 24.18%. The permeability damage rate was 26.09%, and the porosity damage rate was 13.64%. The comprehensive analysis showed that the larger particle size suspended solids in the produced water was the main reason for the blockage damage of the reinjection formation. According to the physical characteristics of the reinjection formation reservoir, the targeted improvement of the treatment effect of the large particle size suspended solids was the extension of the time. Reinjection formation life is an effective method to achieve efficient reinjection of produced water in gas fields.

Key words: produced water; nuclear magnetic resonance; treatment technology; reservoir damage; Sulige gas field

苏里格气田是我国目前最大的整装天然气气田,累计探明储量为3.17万亿 m^3 ,具有低孔、低渗、低丰度的特点。其开发模式主要为“排水采气”工艺措施。随着气田不断地生产开发,导致采出水的产量逐年增长^[1]。将采出水回注可以实现补充地层能量并且缩减成本的目的,地层回注是现阶段气田采出水实现绿色、环保处理的有效手段,油气田采出水的分配与回用需要进一步提高处理技术、加强注水泵监控^[2]并优化管理^[3]。但是经过长期回注作业后,因悬浮物含量高、细菌含量高、矿化度高等因素,从而在回注过程中对地层造成堵塞,导致回注压力升高、回注量下降,进而影响采出水回注效率以及回注井使用年限^[4]。常智等^[5]在短期注水开发套管损伤机理的研究中发现注水井套管损伤跟水处理工艺密切相关。储层中注水量的大小与储层的吸水能力具有一定的相关性^[6]。外来流体的侵入会对地层造成储层敏感性伤害、结垢伤害、颗粒物堵塞伤害等^[7]。为了有效降低采出水回注对地层的堵塞伤害程度,提高回注效率,通过对地面水处理工艺流程优化、异层注水可行性分析、清污混注等方式来降低堵塞伤害的程度^[8-14],苏里格气田目前采用的处理工艺为“隔油+沉淀+过滤”,整体工艺从设计、施工、运行均合理,能有效地防止污染^[15]。气田采出水组分复杂,其中原油发生乳化,形成乳化液,从而在多孔介质中流动时产生贾敏效应对地层造成堵塞,当油珠浓度和粒径一定时,低渗透的岩心更容易受到油珠伤害^[16];孙丽丽等^[17]通过不同孔径的滤膜过滤对地层采出水实现悬浮物粒径控制,进行地层水驱替实验发现,地层水中颗粒的粒径越大,岩心渗透率的保留率越低。Haitao LI等^[18]将采出水中悬浮颗粒进行过滤,质量浓度控制为1.01 mg/L,通过岩心流动实验得出,颗粒物对岩心的平均损伤为32.8%,悬浮颗粒物浓度不高,但由于地层非均质性,尤其是在细孔喉处容易发生堵塞。刘绪钢等^[19]利用扫描电镜

观察污水作用前后的变化差异,进而开展敏感性评价实验,分析储层因敏感性而造成的伤害程度。部分学者通过采出水固相损害实验对地层堵塞程度进行评价^[20-21],杨海博等^[22]通过开展动态流体配伍性实验,评价气田采出水回注后因不配伍所造成的伤害程度,并通过扫描电镜观察发现岩心缝面被盐析晶体、悬浮固相及絮凝剂等高分子聚合物覆盖,从而造成岩心渗透率的降低。冯于恬等^[23]通过对清水与地层水混合水进行碳酸盐结垢趋势预测并提出悬浮物易与注入水中的乳化油形成黏性的絮团状、云朵状物质,进入地层中会快速沉积并造成堵塞。黄伟等^[24]通过配制好固定浓度的采出水样进行室内实验发现,随着孔隙体积倍数的增加,岩心渗透率逐渐下降。目前前人对于悬浮物对地层伤害程度的研究多在室内实验,通过宏观角度观察悬浮物对地层的伤害情况,未曾从微观角度出发,从孔隙喉道角度观察悬浮物对地层造成伤害的程度。基于此,笔者结合核磁共振技术与室内物理流动模拟实验,分析采出水悬浮物对储层渗透率的影响,并运用激光粒度衍射仪测量气田采出水中各粒径大小与占比,揭示在回注作业中造成地层堵塞的悬浮物尺度。

1 实验部分

1.1 实验材料

通过收集苏里格气田采出水样品,分析对比不同工艺处理前后的采出水悬浮物含量、含油量、粒径中值等差异;实验岩心样品为模拟回注层位物性而制作的石英砂岩人造岩心。室内物理流动模拟实验的分组信息与岩心参数如表1所示。

1.2 实验装置

实验装置:LS 13 320型激光衍射粒度分析仪,美国贝克曼库尔特;MINI-MR型核磁共振设备,上海纽迈制造,磁场强度为0.5 T,射频脉冲频率范围为1~30 MHz,射频频率控制精度为0.01 MHz。多波长散射

表1 室内物理流动模拟实验分组信息与岩心参数

处理工艺	实验组	岩心编号	水样类型	初始渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	初始孔隙度/%	长度/cm
沉降除油+二级过滤	第1组	1-1	处理前	2.18	11	10.11
		1-2	处理后	2.18	11	10.12
沉降除油+二级过滤	第2组	2-1	处理前	6.93	11	10.11
		2-2	处理后	6.91	11	10.13
沉降除油+二级过滤	第3组	3-1	处理前	7.32	17	9.56
		3-2	处理后	7.32	17	9.62
破乳+油水分离+沉降除油+气浮+旋流分离+过滤	第4组	4-1	处理前	6.48	15	9.71
		4-2	处理后	6.48	15	9.45
沉降除油+二级过滤	第5组	5-1	处理前	2.21	11	10.11
		5-2	处理后	2.21	11	10.09

和偏振光(PIDS)采用波长为450 nm(蓝光)、600 nm(橙光)、780 nm(红光)及900 nm(红外)。分析范围多波长为17 nm~2 000 μm(实测值),单波长为0.4~2 000 μm(实测值)。

室内物理流动模拟实验流程如图1所示。

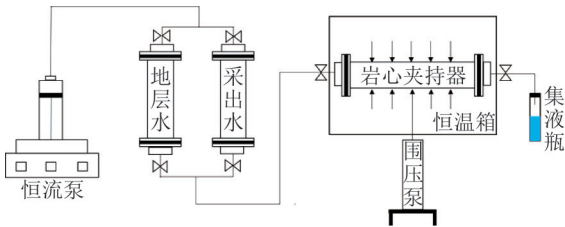


图1 室内物理流动模拟实验流程

Fig.1 Indoor physical flow simulation experimental process

1.3 实验步骤

(1)通过激光衍射粒度分析仪对不同工艺(“沉降除油”、“沉降除油+二级过滤”、“破乳+油水分离+沉降除油+气浮+旋流分离+过滤”)处理前后的采出水进行测试,得到粒径-数量占比分布、粒径-表面积占比分布和粒径-累计占比分布等相关数据;(2)根据《气田水回注方法》(SY/T 6596—2004)中的规定,测量悬浮物浓度以及含油量^[25];(3)将岩心进行清洗后烘干,进行分组编号;(4)配制模拟地层水样;(5)平流泵以0.05 mL/min的恒定流量注入10倍孔隙体积的模拟地层水确保饱和和充分,并液测岩心原始渗透率;(6)以0.05 mL/min的恒定流量注入10倍孔隙体积的采出水,并静置24 h,使得采出水与岩心充分反应;(7)计算步骤(4)反应后的岩心伤害后孔隙度并液测伤害后渗透率;(8)通过原始岩心孔隙度、渗透率与岩心伤害后的孔隙度、渗透率进行对比,从而计算孔隙度、渗透率下降率;(9)应用核磁共

振技术对造成孔隙度、渗透率下降率最大的实验组进行核磁共振T₂谱测试;(10)将实验前后测得的核磁共振T₂谱绘制在同一张图上,确定实验前后岩心样品核磁共振T₂值范围,计算实验前后岩心样品核磁共振T₂谱叠合区域面积;(11)根据叠合区域面积的计算结果分析造成堵塞的伤害程度。

1.4 基本参数定义

上述步骤(7)中,按照式(1)计算渗透率:

$$K=\frac{Q\mu L}{A(P_1-P_2)}\times10^2$$
 (1)

式中:K——岩石液体渗透率,10⁻³ μm²;

μ——测试条件下流体的黏度,mPa·s;

L——岩样长度,cm;

A——岩样横截面积,cm²;

P₁——岩样进口压力,MPa;

P₂——岩样出口压力,MPa;

Q——流体单位时间内通过岩样的体积,cm³/s。

步骤(10)中,按照式(2)计算区域面积差:

$$\Delta A=A_m-A_n$$
 (2)

式中:ΔA——叠合区面积的差值;

A_m——叠合范围内实验前模拟地层水的T₂谱与X轴包围面积;

A_n——叠合范围内实验后模拟地层水的T₂谱与X轴包围面积。

2 结果与讨论

2.1 粒径测量结果

激光衍射粒度分析仪通过激光做光源,使用波长一定的单色光对颗粒群衍射,各颗粒级的多少决定着对应各特定角处获得光能量的大小,各特定角

光能量在总光能量中的比例反映着各颗粒级的分布丰度。采用湿法分散技术,机械搅拌使样品均匀散开,超声高频振荡使团聚的颗粒充分分散,电磁循环泵使大小颗粒在整个循环系统中均匀分布,从而在根

本上保证了宽分布样品测试的准确重复性。

基于激光衍射粒度分析仪,得出各组实验中2种类型采出水样的悬浮物粒径占比,统计结果如表2所示。

表2 各组实验回注2种类型水样的悬浮物粒径平均值、中值统计

Table 2 The average and median particle sizes of the two types of water samples were re-injected in each group of experiments					
处理工艺	实验组	水样类型	粒径平均值/ μm	粒径中值/ μm	粒径最大值/ μm
沉降除油	第1组	处理前	19.09	19.94	52.34
		处理后	14.50	15.01	47.94
沉降除油+二级过滤	第2组	处理前	13.11	11.68	35.78
		处理后	3.37	3.05	9.72
沉降除油+二级过滤	第3组	处理前	7.32	5.99	30.00
		处理后	3.33	3.02	8.94
破乳+油水分离+沉降除油+气浮+旋流分离+过滤	第4组	处理前	12.75	10.78	43.66
		处理后	3.02	2.43	8.05
沉降除油	第5组	处理前	15.52	12.16	52.62
		处理后	11.17	8.15	43.66

由表2可知,第1组~第3组实验中,经过“沉降除油”和“沉降除油+二级过滤”工艺处理后,采出水悬浮物粒径平均值及中值出现一定程度的降低;第5组实验中处理前后采出水悬浮物粒径均值差异较小,其粒径中值也无显著改善,表明“沉降除油”工艺处理效果较差。然而,第4组实验采出水经过较为复杂的“破乳+油水分离+沉降除油+气浮+旋流分离+过滤”工艺处理后,采出水悬浮物粒径平均值及中值显著降低,降幅分别达到76.31%和77.46%。该测试结果反映“破乳+油水分离+沉降除油+气浮+旋流分离+过滤”工艺对采出水悬浮物处理效果较好。

通过对比不同处理工艺悬浮物粒径平均值、中值,第4组实验处理后水样悬浮物粒径平均值、中值最低,粒径最大值为8.05 μm ;第1组实验处理后粒径平均值、中值与粒径最大值最大,粒径最大值为47.94 μm 。各处理工艺水样粒径均值、中值、最大粒径下降率如表3所示。

由表3可知,第1组工艺均值、中值和最大值下降率相对较低;第2组处理工艺效果相对较好,平均值下降率、中值下降率等有较为明显的变化;第4组处理效果最佳,各项参数下降幅度大。综上所述,第4组在处理粒径效果上优于第2组,第1组处理工艺效果最差。

表3 各处理工艺水样悬浮物粒径均值、中值、最大粒径下降率统计

Table 3 Statistics of the mean, median and maximum particle size reduction rates of water samples in each treatment process				
处理工艺	实验组	粒径平均值下降率/%	粒径中值下降率/%	粒径最大值下降率/%
沉降除油	第1组	24.04	24.72	8.41
沉降除油+二级过滤	第2组	74.29	73.89	72.83
沉降除油+二级过滤	第3组	54.51	49.58	70.20
破乳+油水分离+沉降除油+气浮+旋流分离+过滤	第4组	76.31	77.46	81.56
沉降除油	第5组	28.03	32.98	17.03

2.2 含油量、悬浮物浓度测量结果

根据《气田水回注方法》(SY/T 6596—2004)中的规定,测量各采出水悬浮物浓度以及含油量,进而对不同处理工艺进行评价,实验结果如表4所示。

由表4可知,通过对比各实验组悬浮物去除率和含油量去除率发现,第1组去除效果差,第4组去除效果最佳。第4组实验组悬浮物去除率为56.20%,油下降率为53.18%,第4组悬浮物去除率是第1组的3.22倍,油下降率是第1组的1.74倍;整体处理工艺流程合理,能有效地去除采出水中的悬浮物,降低采出水含油量。“破乳+油水分离+沉降除油+气浮+旋流分离+过滤”处理工艺流程如图2所示。

2.3 室内物理流动模拟实验结果

开展采出水回注室内物理流动模拟实验,记录实验

表 4 各处理工艺水质平均悬浮物浓度及含油量						
Table 4 Average suspended solids concentration and oil content of water quality in each treatment process						
处理工艺	实验组	水样类型	悬浮物/(mg·L ⁻¹)	油/(mg·L ⁻¹)	悬浮物去除率/%	油下降率/%
沉降除油	第 1 组	处理前	198.84	193.26	17.41	30.57
		处理后	164.23	134.18		
沉降除油+二级过滤	第 2 组	处理前	233.81	162.31	22.54	33.86
		处理后	181.11	107.35		
沉降除油+二级过滤	第 3 组	处理前	269.64	181.78	28.30	38.24
		处理后	193.28	112.27		
破乳+油水分离+沉降除油+气浮+旋流分离+过滤	第 4 组	处理前	266.90	206.84	56.20	53.18
		处理后	116.91	96.84		
沉降除油	第 5 组	处理前	216.44	184.18	19.27	31.28
		处理后	174.73	126.57		

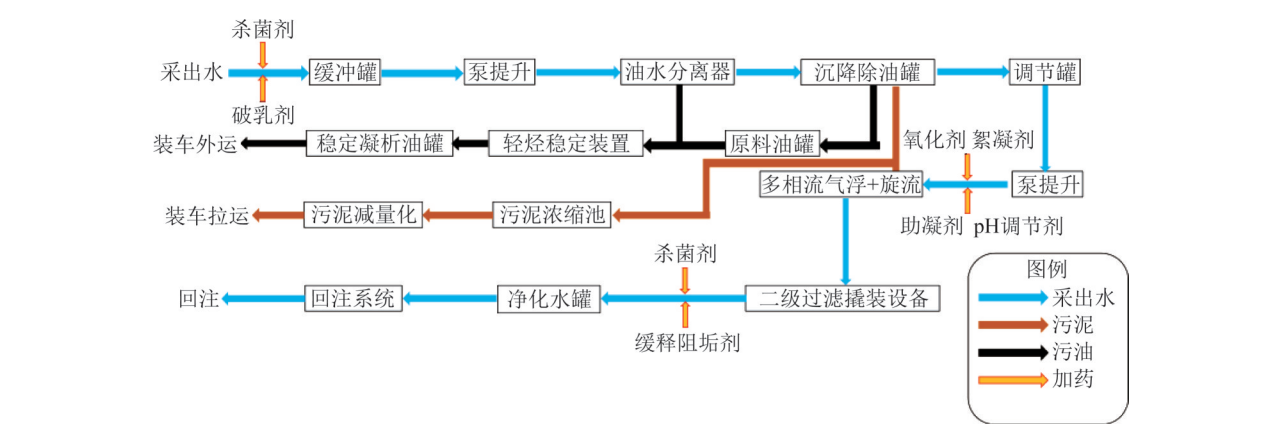


图 2 “破乳+油水分离+沉降除油+气浮+旋流分离+过滤”处理工艺流程

Fig. 2 “Demulsification+oil–water separation+sedimentation oil removal+air flotation+cyclone separation+filtration” treatment process

后渗透率、孔隙度参数,得出不同种类的采出水对岩心 造成伤害的程度,实验数据如表 5 所示。

表 5 室内物理流动模拟实验结果					
Table 5 Experimental results of indoor physical flow simulation					
处理工艺	实验组	岩心编号	采出水种类	渗透率下降率/%	孔隙度下降率/%
沉降除油	第 1 组	1-1	处理前	36.82	18.18
		1-2	处理后	26.09	13.64
沉降除油+二级过滤	第 2 组	2-1	处理前	22.24	18.18
		2-2	处理后	12.62	11.12
沉降除油+二级过滤	第 3 组	3-1	处理前	20.88	24.16
		3-2	处理后	13.62	18.82
破乳+油水分离+沉降除油+气浮+旋流分离+过滤	第 4 组	4-1	处理前	20.65	13.80
		4-2	处理后	2.16	10.77
沉降除油	第 5 组	5-1	处理前	27.11	13.82
		5-2	处理后	24.75	12.73

由表 5 可知,室内物理流动模拟实验第 1 组实验采用“沉降除油”工艺处理前、处理后的采出水进行回注,处理后采出水对岩心样品的渗透率伤害程度有所改善;采出水悬浮物统计如图 3 所示。

由图 3 可知,造成岩心样品渗透率差异的粒径区间为 10.78~52.62 μm。处理前采出水粒径均值为 19.09 μm,处理后粒径均值为 14.50 μm,均值下降率为 24.04%,中值下降率为 24.72%，“沉降除油”工艺

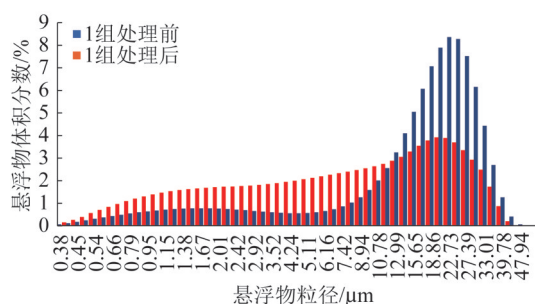


图3 第1组实验处理前、处理后采出水悬浮物粒径分布

Fig. 3 Distribution of particle sizes of produced water before and after treatment in Group 1

具有一定的处理效果。

回注实验第5组同样采用“沉降除油”处理工艺。第5组实验处理前采出水悬浮物粒径均值为15.52 μm , 处理后粒径均值为11.17 μm , 均值下降率为28.03%, 中值下降率为32.98%。第5组实验处理前后的采出水悬浮物粒径分布如图4所示。

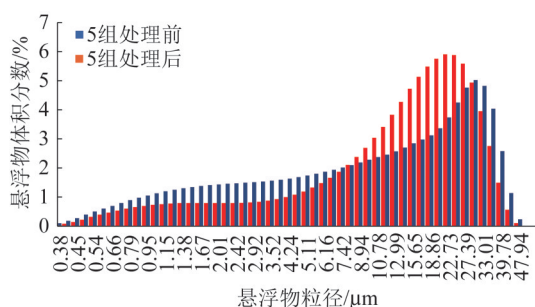


图4 第5组实验处理前、处理后采出水悬浮物粒径分布

Fig. 4 Distribution of particle size of produced water before and after treatment in group 5

由图4可知,造成5-1与5-2岩心渗透率差异的悬浮物粒径区间范围在7.65~52.41 μm 。通过第1组、第5组实验综合得出,“沉降除油”工艺具有一定的效果但存在较大问题。

通过对比发现第2~4组实验中处理后的采出水悬浮物平均粒径均在3 μm 左右,从水样悬浮物粒径均值进行分析对比,3组实验中处理效果最好的是第4组,其处理后采出水悬浮物平均粒径为3.02 μm ,第2组处理后采出水悬浮物平均粒径为3.37 μm ,效果较差的是第3组,处理后采出水悬浮物平均粒径为3.33 μm 。通过各组实验回注不同类型的采出水,造成第2组实验渗透率变化的悬浮物粒径区间范围为8.94~35.78 μm ;第3组实验造成渗透率变化的粒径区间为8.94~30.0 μm ;第4组

实验造成渗透率变化的悬浮物粒径区间为8.94~43.66 μm 。

第2~4组实验处理前后水样悬浮物粒径分布如图5所示。

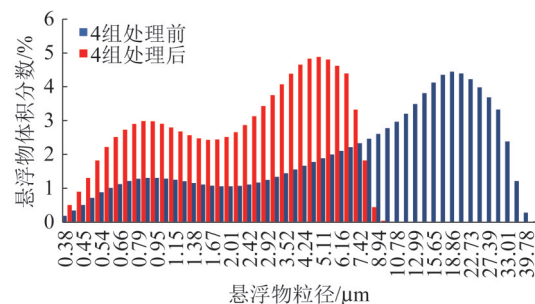
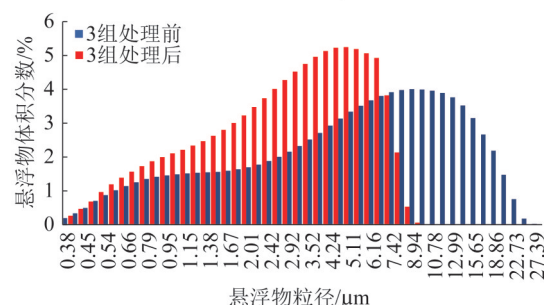
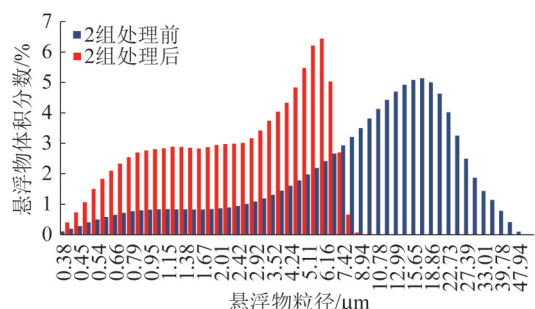


图5 第2~4组实验处理前后水样悬浮物粒径分布

Fig. 5 Distribution of particle size of water samples before and after treatment in groups 2~4

由图5可知,基于激光衍射粒度分析仪,得出了各组实验不同种类采出水的悬浮物粒径体积分数,通过驱替后分析造成渗透率变化的粒径区间并且分析出采出水中悬浮物平均粒径越小,回注后对岩心造成的伤害越小;其中第4组实验采出水粒径均值最小,回注后造成渗透率下降幅度最小,第4组实验回注岩心初始渗透率为 $6.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;第3组实验采出水悬浮物平均粒径为3.33 μm ,处理效果优于“沉降除油”工艺;第3组实验回注岩心初始渗透率为 $7.32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,对比第2~4组实验粒径均值与回注岩心渗透率大小分析得出采出水中悬浮物粒径是影响地层伤害程度的主要因素。

渗透率下降率、孔隙度下降率与粒径尺度的关系如图6所示。

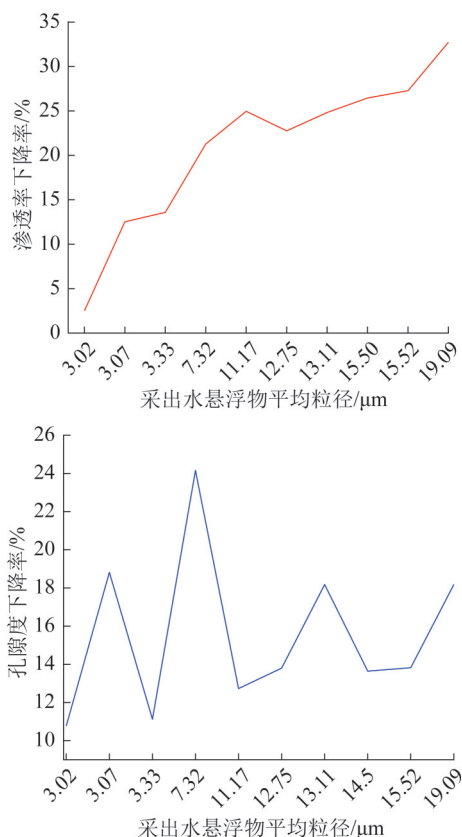


图6 渗透率下降率、孔隙度下降率与悬浮物粒径尺度关系

Fig. 6 The relationship between permeability decline rate, porosity decline rate and particle size scale

由图6可知,渗透率下降率与悬浮物粒径尺度具有一定的相关性,悬浮物平均粒径越大,其渗透率下降的幅度越大;悬浮物平均粒径越小,渗透率的下降幅度越小,第1组实验中1-2号岩心实验组采用“沉降除油”处理工艺过于简单,处理效果较差,悬浮物平均粒径均值为 $14.5\ \mu\text{m}$,岩心初始渗透率为 $2.18 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$,与其他岩心相比,其初始渗透率较差且水样中粒径均值较大,回注后更容易形成堵塞;孔隙度下降率与采出水粒径尺度具有一定相关性,回注水样中悬浮物平均粒径越大,其渗透率下降幅度越大;其中采出水悬浮物平均粒径为 $7.32\ \mu\text{m}$ 水样回注岩心初始渗透率为第3组实验中3-1号岩心,其孔隙度为17%,综上可知,较小尺度悬浮物更容易进入孔隙度较大的岩心,从而在孔隙喉道处形成堵塞,使得孔隙度下降较为明显。

第1组实验中渗透率下降率最大,“沉降除油”

处理工艺较为简单,处理效果差。利用核磁共振技术,结合室内物理流动模拟实验,对第1组实验中采用“沉降除油”工艺处理前、后采出水中悬浮物对岩心不同尺度下的孔喉封堵进行分析。回注处理前后采出水核磁共振曲线如图7所示。

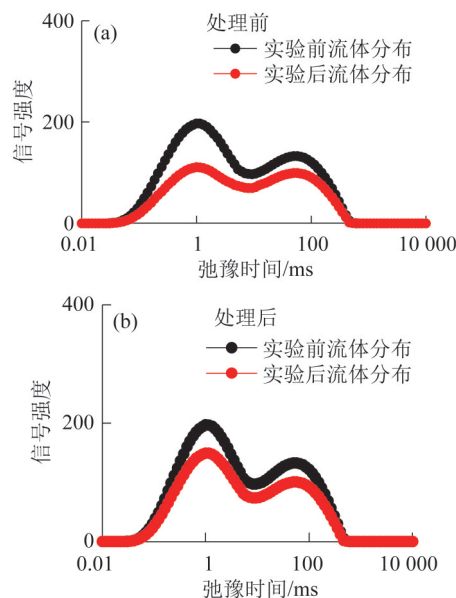


图7 第1组实验回注处理前后采出水核磁共振曲线

Fig. 7 The NMR curves of the produced water before and after the reinjection treatment in the first set of experiments

由图7(a)可知,黑线为岩心样品在饱和模拟地层水后的核磁 T_2 谱曲线,红线为岩心样品在驱替第1组处理前采出水后的核磁 T_2 谱曲线的测定结果。岩心样品在饱和地层水和驱替采出水后,其曲线整体均呈双峰态分布,曲线整体分布介于 $0.01 \sim 705.48\ \text{ms}$,在 $9.32\ \text{ms}$ 处达到分界值,实验前后曲线幅度下降明显,通过对比实验前后2条核磁共振 T_2 曲线发现,1-1号岩心样品较小孔喉堵塞率为41.62%,较大孔喉堵塞率为25.37%,其总堵塞率达35.52%。

由图7(b)可知,黑线为岩心样品饱和模拟地层水后的核磁 T_2 谱曲线,红线为1-2号岩心注入第1组处理后采出水后的核磁 T_2 谱曲线的测定结果。岩心样品在饱和模拟地层水和注入处理后的采出水后,其曲线均呈现双峰态分布,曲线整体分布介于 $0.01 \sim 705.48\ \text{ms}$,在 $9.32\ \text{ms}$ 处达到分界值,实验前后曲线下下降幅度明显,通过对比实验前后2条核磁共振曲线,发现1-2号岩心样品较小孔喉堵塞率为24.15%,较大孔喉堵塞率为24.23%,总堵塞率为

24.18%。

第1组实验孔喉堵塞伤害程度如表6所示。

表6 第1组实验孔喉堵塞伤害程度
Table 6 Group 1 experimented with the degree of injury to hole throat blockage

岩心编号	孔喉类型	孔喉分布范围/ms	堵塞程度/%
1-1	较小孔喉	0.01~9.32	41.62
	较大孔喉	9.32~705.48	25.37
	整体孔喉	0.01~705.48	35.52
1-2	较小孔喉	0.01~9.32	24.15
	较大孔喉	9.32~705.48	24.23
	整体孔喉	0.01~705.48	24.18

由表6可知,处理前的采出水回注后对较小孔喉的堵塞率较大;处理后采出水回注后与处理前相比,堵塞程度有所下降。较小孔喉堵塞率由41.62%下降至24.15%,较大孔喉堵塞率由25.37%下降至24.23%,总堵塞率由35.52%下降至24.18%。“沉降除油”工艺相对简单但仍然有一定的处理效果,经处理后的水样回注后总堵塞率有一定程度的下降。处理前的采出水中悬浮物容易在较小孔喉处形成堵塞,处理后的采出水悬浮物粒径尺度明显下降,在较小孔喉处的堵塞程度下降,从而使得整体堵塞程度有了明显的下降。

3 结 论

(1)基于激光粒度衍射分析仪对不同处理工艺的采出水悬浮物进行粒径分析,平均粒径最小值为3.02 μm ,粒径中值为2.43 μm ;平均粒径最大值为19.09 μm ,中值为19.94 μm 。

(2)通过对不同处理工艺采出水悬浮物、含油量进行测量,综合评价得出“破乳+油水分离+沉降除油+气浮+旋流分离+过滤”处理工艺效果最佳,悬浮物去除率为56.20%,含油下降率为53.18%。“沉降除油”工艺处理效果差,悬浮物去除率为17.41%,含油下降率为30.57%。

(3)采出水中悬浮物尺寸在回注作业时是造成地层孔隙度渗透率下降的主控因素之一,悬浮物更容易在较小孔喉处形成堵塞;造成地层孔隙下降的主要尺寸范围在7.65~52.62 μm ,通过对12.99~52.62 μm 的悬浮物粒径分布采出水进行有效处理后回注地层,此时地层渗透率伤害率可由36.82%降至26.09%,孔隙度伤害率由18.18%降至13.64%。

(4)利用核磁共振技术对目前苏里格气田常用的“沉降除油”工艺水样进行分析,经过处理后的水样,较小孔喉处堵塞程度由41.62%下降至24.15%,较大孔喉堵塞程度由25.37%下降至24.23%,整体孔喉堵塞程度由35.52%下降至24.18%。该工艺处理效果较差,对回注地层伤害程度较高。

参考文献

- [1] 苏容. 苏里格气田水处理系统管线腐蚀因素分析[J]. 化学工程师, 2022, 36(7): 80-83.
SU Rong. Analysis of pipeline corrosion factors of water treatment system in Sulige Gas Field[J]. Chemical Engineer, 2022, 36(7): 80-83.
- [2] 刘珈铨, 侯磊, 毕新忠, 等. 基于机器视觉的注水泵智能监控方法研究[J]. 石油科学通报, 2021, 6(2): 282-291.
LIU Jiaquan, HOU Lei, BI Xinzong, et al. Research into an intelligent monitoring method based on machine vision for a water injection pump[J]. Petroleum Science Bulletin, 2021, 6(2): 282-291.
- [3] 王建良, 张兴达. 不确定条件下页岩气开发废水管理双层规划模型及应用[J]. 石油科学通报, 2020, 5(2): 277-289.
WANG Jianliang, ZHANG Xingda. Bi-level programming model of wastewater management in shale gas development while considering uncertainties[J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 5(2): 277-289.
- [4] 刘兴国. 油气田采出水的回注[J]. 天然气工业, 1995, 15(5): 72-76.
LIU Xingguo. Reinjection of produced water in oil-gas fields[J]. Natural Gas Industry, 1995, 15(5): 72-76.
- [5] 常智, 侯冰, 汪涛, 等. 英东油田短期注水开发套损机理研究[J]. 石油科学通报, 2020, 5(4): 549-559.
CHANG Zhi, HOU Bing, WANG Tao, et al. Casing damage mechanism from short-term water injection development in the Yingdong Oilfield[J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 5(4): 549-559.
- [6] 冷静怡, 王琳琳. 渗透水化对饱和页岩吸水的影响[J]. 石油科学通报, 2020, 5(4): 560-566.
LENG Jingyi, WANG Linlin. The osmotic effect on water imbibition in saturated shale formation[J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 5(4): 560-566.
- [7] 张雄, 余进, 毛俊, 等. 准噶尔盆地玛东油田水平井高性能油基钻井液技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(6): 21-27.
ZHANG Xiong, YU Jin, MAO Jun, et al. High-performance oil-based drilling fluid technology for horizontal wells in the Madong oilfield, Junggar basin[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(6): 21-27.
- [8] 王毅霖, 罗臻, 史小利, 等. 气田采出水回注环境风险控制措施探讨[J]. 油气田环境保护, 2021, 31(2): 7-10.
WANG Yilin, LUO Zhen, SHI Xiaoli, et al. Discussion on environmental risk and control measures for re-injection of produced water in gas field[J]. Environmental Protection of Oil & Gas Fields, 2021, 31(2): 7-10.

- [9] 黄小琼,何益杉,武云云,等. 龙岗气田水异层回注可行性研究[J]. 石油与天然气化工, 2010, 39(6): 505-509.
- HUANG Xiaoqiong, HE Yishan, WU Yunyun, et al. The feasibility study on gas field water heterostrate recycling of Longgang gas field[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2010, 39(6): 505-509.
- [10] 刘丝雨,屈撑囤,杨鹏辉,等. 陕北低渗透油田采出水与清水回注可行性研究[J]. 化学工程, 2015, 43(6): 6-9.
- LIU Siyu, QU Chengtun, YANG Penghui, et al. Compatibility study of formation and clean water mixed injection in North Shaanxi permeable oil fields[J]. Chemical Engineering, 2015, 43(6): 6-9.
- [11] 刘韬,曾顺鹏,陈鹏翔,等. 污水回注对特低渗透储层的伤害: 基于三塘湖油田牛圈湖区块储层岩心的实验研究[J]. 重庆科技学院学报: 自然科学版, 2019, 21(5): 23-27.
- LIU Tao, ZENG Shunpeng, CHEN Pengxiang, et al. Research on damage evaluation of sewage reinjection in extra low permeability reservoir: Experimental study on reservoir core of niuquanhu block, santanghu oilfield[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology: Natural Sciences Edition, 2019, 21(5): 23-27.
- [12] 孔繁鑫,王业腾,陈进富,等. 某炼油污水处理系统运行分析、评价及达标建议[J]. 石油科学通报, 2020, 5(3): 429-434.
- KONG Fanxin, WANG Yeteng, CHEN Jinfu, et al. The comprehensive evaluation of performance of activated sludge process in an oil refinery wastewater treatment plant[J]. Petroleum Science Bulletin, 2020, 5(3): 429-434.
- [13] 杨玲智,周志平,杨海恩,等. 桥式同心井下恒流分层注水技术[J]. 石油钻探技术, 2022, 50(4): 104-108.
- YANG Lingzhi, ZHOU Zhiping, YANG Haien, et al. Downhole constant-flow stratified water injection technology with concentric bridge[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2022, 50(4): 104-108.
- [14] 李永康,张紫檀,张卫卫,等. 胜利油田长效扩张式分层注水技术[J]. 石油钻探技术, 2020, 48(4): 100-105.
- LI Yongkang, ZHANG Zitan, ZHANG Weiwei, et al. Long-term expandable zonal water injection technology in the Shengli oilfield[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2020, 48(4): 100-105.
- [15] 姬园,黄健,刘彬,等. 苏里格气田回注水污染防治措施[J]. 油气田环境保护, 2012, 22(5): 41-44.
- JI Yuan, HUANG Jian, LIU Bin, et al. Reinjection water pollution prevention and control measures in surig gasfield[J]. Environmental Protection of Oil & Gas Fields, 2012, 22(5): 41-44.
- [16] 王永清,李海涛,祝渝培,等. 注入水中乳化油滴对储层伤害的实验研究[J]. 西南石油学院学报, 2003, 25(1): 43-46.
- WANG Yongqing, LI Haitao, ZHU Yupei, et al. Experimental study on formation damage caused by emulsified oil droplets during water injection[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2003, 25(1): 43-46.
- [17] 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): 137-140.
- SUN Lili, HOU Jirui, ZHAO Fenglan, et al. Sudan oil field injecting water damage and the counter measures[J]. Oilfield Chemistry, 2011, 28(2): 137-140.
- [18] LI Haitao, LI Hongjian, WANG Yongqing. A comprehensive study on strategy to improve the operation and management of well injection system[C]//Caracas, Venezuela. SPE, 1999.
- [19] 刘绪钢,周涌沂,张骏强,等. 大牛地气田致密砂岩污水回注性能实验研究[J]. 钻采工艺, 2020, 43(6): 100-102.
- LIU Xugang, ZHOU Yongyi, ZHANG Junqiang, et al. Experimental study on properties of wastewater reinjection of tight sandstones in daniudi gas field[J]. Drilling & Production Technology, 2020, 43(6): 100-102.
- [20] 舒勇,贾耀勤,赵刚. 桩西油田回注污水对储层损害的室内实验研究[J]. 油田化学, 2003, 20(2): 129-132.
- SHU Yong, JIA Yaoqin, ZHAO Gang. Laboratory experimental investigation on reservoir formation damage by recycled produced water at zhangxi oil field[J]. Oilfield Chemistry, 2003, 20(2): 129-132.
- [21] 冯春,孙灵辉,萧汉敏,等. 回注污水水质对油藏储层渗透率影响规律[J]. 当代化工, 2019, 48(4): 762-767.
- FENG Chun, SUN Linghui, XIAO Hanmin, et al. Influence of reinjected sewage quality on the permeability of reservoir[J]. Contemporary Chemical Industry, 2019, 48(4): 762-767.
- [22] 杨海博,唐洪明,耿亨,等. 川中气田水回注大安寨段储层配伍性研究[J]. 石油与天然气化工, 2010, 39(1): 79-82.
- YANG Haibo, TANG Hongming, GENG Ting, et al. The compatibility study on gas field water recycling the section of da'anzhai reservoir in the middle of Sichuan gas field[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2010, 39(1): 79-82.
- [23] 冯于恬,唐洪明,刘枢,等. 渤中28-2南油田注水过程中储层损害机理分析[J]. 油田化学, 2014, 31(3): 371-376.
- FENG Yutian, TANG Hongming, LIU Shu, et al. Analysis of reservoir damage mechanism of BZ28-2 south oilfield during water flooding[J]. Oilfield Chemistry, 2014, 31(3): 371-376.
- [24] 黄伟,袁进,司雷霆,等. 某区块致密气采出水水质对回注储层的影响研究[J]. 工业水处理, 2021, 41(9): 140-146.
- HUANG Wei, YUAN Jin, SI Leiting, et al. Research on the influence of tight gas produced water quality on reinjection reservoir in a block[J]. Industrial Water Treatment, 2021, 41(9): 140-146.
- [25] SY/T 6596—2004 气田水回注方法[S].
- SY/T 6596—2004 Gas field water reinjection method[S].

[作者简介] 杜康(1990—), 本科, 工程师。电话: 0477-7229429, E-mail: dukang_cq@petrochina.com.cn。通讯作者: 王琛, 工学博士, 副教授。E-mail: cwangxsyu@163.com。

[收稿日期] 2023-03-16(修改稿)