

文章编号:1009-9603(2022)04-0116-06

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.202203021

砾岩低渗透油藏注入水中固体悬浮物的伤害实验

许世京¹, 伍家忠^{2,3}, 史永兵⁴, 陈兴隆^{2,3}

(1. 中国石化油田综合管理部, 北京 100083; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 3. 提高石油采收率国家重点实验室, 北京 100083; 4. 西安长庆化工集团有限公司, 陕西 西安 710018)

摘要:砾岩低渗透油藏储层非均质性强、孔喉半径小、矿物成分复杂,在注水开发中,回注水中固体悬浮物含量和粒径大小成为导致储层伤害的主要因素,而现有碎屑岩低渗透油藏注水水质推荐指标难以满足砾岩低渗透油藏,因此,需根据砾岩低渗透油藏储层特点,制定科学的注水水质指标。根据砾岩低渗透油藏储层孔隙结构及黏土矿物特性,采用CT扫描、扫描电镜及X射线衍射等实验方法,多角度分析了该类油藏潜在的注水伤害主要因素,同时根据颗粒堵塞理论,在注入过程中注入水中的固体悬浮物(SS),会堵塞孔喉通道导致渗透率下降,从而对砾岩低渗透岩心造成严重伤害。实验结果表明,SS质量浓度和粒径中值对不同渗透率的砾岩岩心的储层伤害差异较大,若要实现目标区块储层伤害率 $\leq 20\%$,当储层渗透率小于等于9.28 mD时,SS质量浓度 ≤ 1.43 mg/L,粒径中值 ≤ 1.9 μm ;当储层渗透率大于9.28 mD但小于46.9 mD时,SS质量浓度 ≤ 3.1 mg/L,粒径中值 ≤ 2.6 μm ;而储层渗透率大于等于117 mD时,可放宽到SS质量浓度 ≤ 5.1 mg/L,粒径中值 ≤ 4.8 μm 。

关键词:砾岩低渗透油藏; 固体悬浮物; 注入水堵塞; 粒径; 储层伤害

中图分类号:TE348

文献标识码:A

Damage experiment of suspended solids in injected water in low-permeability conglomerate reservoirs

XU Shijing¹, WU Jiazhong^{2,3}, SHI Yongbing⁴, CHEN Xinglong^{2,3}

(1. General Administration Department of China Petrochemical Corporation, Beijing City, 100083, China; 2. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing City, 100083, China; 3. State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Beijing City, 100083, China; 4. Chemical and Engineering Group Co., Ltd., PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an City, Shaanxi Province, 710018, China)

Abstract: Low-permeability conglomerate reservoirs are characterized by strong heterogeneity, small pore throat radius, and complex mineral components. In water injection development of the reservoirs, the content and particle size of suspended solids in reinjection water are main factors leading to reservoir damage. However, the recommended indicators of injection water quality for low-permeability clastic reservoirs are unsuitable for conglomerate reservoirs. Therefore, injection water quality indicators for low-permeability conglomerate reservoirs should be formulated based on the characteristics of the reservoirs. According to the pore structure and clay mineral properties of low-permeability conglomerate reservoirs, this paper employed CT scanning, scanning electron microscopy, and X-ray diffraction to analyze the main factors causing potential damage in water injection from a multitude of perspectives. Additionally, according to the particle plugging theory, suspended solids (SS) in injection water will block the pore throat channel during the injection, resulting in a decrease in permeability and serious damage to low-permeability conglomerate cores. The experimental results show that there are large differences in the damage incurred by concentrations and median particle sizes of SS to the conglomerate cores. To achieve

收稿日期:2022-03-25。

作者简介:许世京(1986—),男,河南南阳人,高级工程师,博士,从事油气田开发及提高采收率研究。E-mail:xushijing@sinopec.com。

通信作者:伍家忠(1967—),男,湖南澧县人,副教授,博士。E-mail:wujiazhong@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项“低渗-超低渗油藏提高采收率新方法 with 关键技术”(2017ZX05013-003),国家自然科学基金青年基金项目“多孔介质内油-水-岩石多界面体系微观作用机理及应用研究”(51606222),中国石油天然气股份有限公司“十三五”重大科技项目“功能性水驱技术”(2016A-0903)。

the goal of damage to the target reservoir less than 20%, SS concentration have to be ≤ 1.43 mg/L and median particle size ≤ 1.9 μm in the reservoir when the permeability is ≤ 9.28 mD; SS concentration ≤ 3.1 mg/L and median particle size ≤ 2.6 μm in the reservoir when the permeability is in the range of 9.28–46.9 mD; SS concentration ≤ 5.1 mg/L and median particle size ≤ 4.8 μm in the reservoir when the permeability is ≥ 117 mD.

Key words: low-permeability conglomerate reservoir; suspended solid; injection water plugging; particle size; reservoir damage

注入水质是影响低渗透油藏注水开发效果的重要因素^[1-3]。与砂岩低渗透油藏相比,砾岩低渗透油藏在孔隙结构、喉道分布、非均质性、黏土矿物种类及含量等方面差异较大,砾岩低渗透储层介质遇水分散、迁移且蒙脱石遇水膨胀更加严重,其中,注入水中固体悬浮物(SS)含量、粒径大小引起储层堵塞严重,注水压力升高,注入难度加大,是造成储层严重伤害的主要因素^[4-7]。因此在油田注水开发过程中,注入水质指标的确定需与注入储层相匹配。对于砾岩低渗透油藏的注水开发,固体悬浮物的堵塞是重要因素,由于不同油藏的差异性较大,无法形成统一的注入水质控制标准,需要在行业推荐指标的基础上结合目标油藏,有针对性地开展注入水质对目标油藏的储层伤害实验研究。在控制岩心渗透率伤害较小的情况下,科学制定合理的注入水质指标,建立适用于目标砾岩低渗透油藏的注入水质合理指标界限^[8-9],提高注水开发效果。

新疆油田某区块是典型的砾岩低渗透油藏^[10],埋深为 2 571.10~2 578.87 m,地层原油黏度为 4.0~10.7 mPa·s,油相相对渗透率随着含水饱和度的增加迅速下降,油水两相渗流范围窄,束缚水饱和度为 20.8%~34.8%,标定采收率为 21.3%,采出程度为 12.67%,综合含水率为 68%,采油速度仅为 0.38%。在注水开发过程中,面临注水难、采出少的困境,油田开发效果受到严重影响。根据目标区块砾岩低渗透油藏储层特性,采用现场注入水样和储层岩心开展了 SS 不同质量浓度和不同粒径中值的岩心驱替堵塞实验,研究其对储层渗透率的影响程度^[11],进而提出目标砾岩低渗透油藏注水水质的合理界限指标,用以指导现场开展污水处理水质控制,提高水驱效果,发挥注入水介质的有效效能,为新疆油田砾岩低渗透油藏水驱持续高效开发提供技术支撑。

1 实验部分

1.1 实验材料和仪器

实验材料 实验水样取自现场注水泵出口的

注入水,其离子组成和水质分析按照油田水分析方法^[12]和碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法中注入水水质分析方法^[13],注入水总矿化度为 6 866.97 mg/L, pH 值为 8.2,呈弱碱性,不含油, Ca^{2+} 和 Mg^{2+} 成垢离子质量浓度 ≤ 130 mg/L,水型为 CaCl_2 型。

针对目标区块储层差异性和不同渗透率岩心孔隙结构特征差异,选取典型的岩心样品,岩心气测渗透率为 7.59~119 mD,直径约为 2.5 cm,长度不等。分别按照岩心分析方法^[14]、沉积岩中黏土矿物和常见非黏土矿物 X 衍射分析方法^[15]对其进行常规物性分析(表 1)和储层黏土及矿物分析(表 2),岩心喉道分布曲线峰值低,展布范围较大,喉道半径较大的比例高,为 4.0~15.0 μm (图 1)。

表 1 实验岩心基本物性参数
Table 1 Basic physical parameters of experimental core samples

实验	岩心样品	长度/cm	直径/cm	孔隙度/%	气测渗透率/mD
SS 伤害实验	1#	6.708	2.514	13.1	9.28
	2#	6.240	2.513	22.5	46.9
	3#	7.293	2.519	23.2	117
粒径中值实验	4#	4.240	2.514	15.0	7.59
	5#	6.822	2.516	23.0	53.7
	6#	6.859	2.516	23.1	119

实验仪器 实验仪器主要包括:ICS2100 离子色谱仪(US)、WSP-1 注水评价实验装置(中国石油勘探院研发)、Lightspeed8 岩心 CT 扫描系统、SIGMA300 扫描电镜、CAT112 高低渗透率仪、CAT113 氦孔隙度仪、Brucker D8 ADVANCE X 射线衍射仪。

1.2 实验步骤

用现场水样进行 SS 岩心伤害实验,分别开展不同 SS 质量浓度和粒径中值的岩心驱替堵塞实验,研究 SS 对岩心渗透率的影响规律,主要步骤为:①称岩心干重,测量其长度及直径,将岩心抽真空,用相同矿化度的盐水饱和 24 h。②将饱和好的岩心取出后测湿重,计算岩心的孔隙度。③按岩心流动实验要求安装好要测试的岩心,先用实验水样(用去离子水稀释 1 倍)进行驱替实验,测定空白的岩心渗透

表2 目标评价区储层黏土及矿物全岩分析结果
Table2 Reservoir clay and mineral analysis results in target evaluation area

岩心样品	黏 土 矿 物 相 对 含 量					全 岩 定 量 分 析							
	K	C	I	S	I/S	黏土矿物总量	石英	钾长石	斜长石	方解石	方沸石	石盐	菱铁矿
1#	73	6	8		13	11	54	9	14	9		3	
2#	79	7	6		8	5	60	8	18	9			
3#	71	7	8		14	4	55		20	16			5
4#	63	23	5		9	2	64	4	11	19			
5#	43	23	10		24	3	64	8	25				
6#	23	28	5	44		12	60	7	18		2		

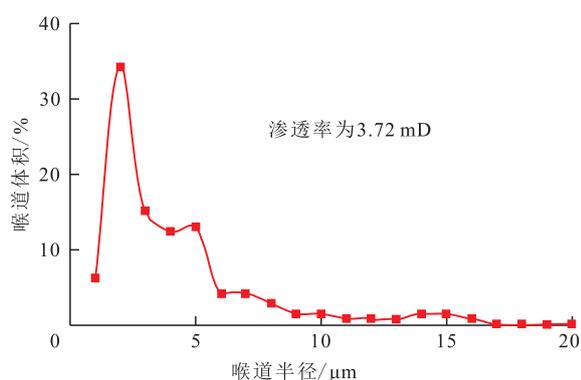


图1 砾岩低渗透油藏岩心喉道分布曲线

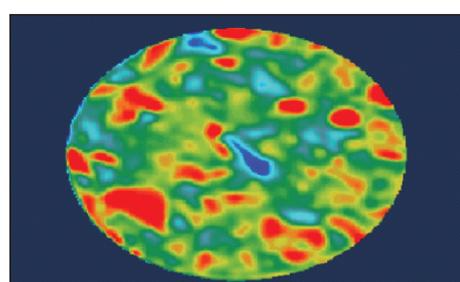
Fig.1 Core throat distribution of low-permeability conglomerate reservoir

率变化。参考实验水样的SS质量浓度和粒径中值,配制成粒径中值相同、悬浮物质量浓度一致的水样进行岩心驱替堵塞实验(注入量为200 PV),记录驱替前后压差、驱替体积等参数,计算岩心渗透率变化。④通过改变注入水的悬浮物质量浓度和粒径中值,研究不同注入量下储层岩心渗透率的伤害情况。

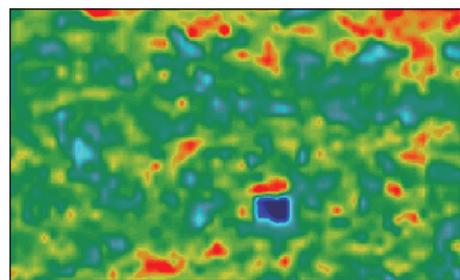
2 实验结果与讨论

2.1 孔隙结构及黏土矿物特性

对于目标区块的砾岩低渗透储层岩心,孔隙度为9%~21%的区域占79%,是主要的渗流通道区域,同时,在砂粒组成的孔隙中由于黏土杂基充填,构成复杂的双模态结构,岩心扫描断层面的非均质性较强,CT值分布曲线较宽,岩心的轴向均质性较好,平均CT值分布较均匀(图2),与砂岩低渗透油藏在孔隙结构特征、孔喉分布、非均质性等方面均有较大差异。扫描电镜及薄片鉴定的分析结果表明,岩石为细砾颗粒结构的碎屑颗粒,岩样分选差,磨圆度为次圆,粒级主要为细砾(图3)。在该区域选取6块岩心,分别进行SS质量浓度和粒径中值的



a—横截面



b—轴截面



图2 砾岩岩心CT扫描结果

Fig.2 CT scanning of conglomerate core

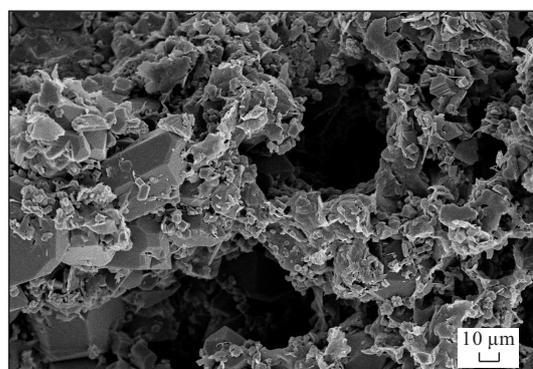


图3 岩心扫描电镜及薄片鉴定分析结果

Fig.3 Analysis results of core scanning electron microscope and thin section identification

岩心驱替堵塞实验,评价方法按照储层敏感性流动实验评价方法^[16]。

从储层黏土及矿物全岩分析结果(表2)可知,储层发育大量高岭土,颗粒间胶结松散,存在夹心饼干式黏土矿物胶结(伊/蒙混层),易形成颗粒运移、封堵现象,造成渗透率伤害。

2.2 固体悬浮物含量伤害特性

实验用水样的粒径中值为15.64 μm,对1#—3#岩心进行不同SS质量浓度的驱替实验(表3),1#—3#岩心的驱替速度分别为0.1,0.2和1 mL/min。从表3的实验结果可以看出,当岩心渗透率为9.28 mD,SS质量浓度为1.43 mg/L时,对岩心渗透率伤害最小,随着SS质量浓度的增大,对岩心的伤害程度

逐渐增大,当SS质量浓度为5.10 mg/L时,渗透率变化率急剧增加,当SS质量浓度为11.30 mg/L时,岩心渗透率变化率为30%。由此可知,对于渗透率<9.28 mD的地层,当渗透率变化率<20%时,可控制SS质量浓度<1.43 mg/L。

在岩心渗透率为46.9 mD,粒径中值一定时,SS质量浓度为1.43 mg/L,对岩心渗透率伤害最小。随着SS质量浓度的增大,对岩心伤害程度亦增大。当SS质量浓度为11.30 mg/L时,岩心渗透率变化率为48%。由实验结果可知,对于渗透率<46.9 mD的储层,可控制SS质量浓度<3.10 mg/L。

表3 SS质量浓度对1#—3#岩心的伤害实验结果
Table3 Damage to cores 1#—3# at different concentrations of suspended solids

实验序号	SS质量浓度/(mg·L ⁻¹)	压差/kPa			K _v /mD			K _v /K _{v0} %			渗透率变化率/%		
		1#	2#	3#	1#	2#	3#	1#	2#	3#	1#	2#	3#
11	1.43	22.82	14.04	32.03	5.29	28.93	74.13	81.01	86.90	88	18.99	13.10	12
12	3.10	25.31	15.07	33.16	4.77	26.96	71.60	73.04	80.99	85	26.95	19.01	17
13	5.10	32.45	17.19	34.80	3.72	23.63	68.23	56.97	70.98	82.99	43.03	29.02	19.01
14	7.20	34.89	19.38	36.61	3.46	20.97	64.86	52.99	62.99	76.99	47.01	37.01	23.01
15	9.19	42.06	21.80	39.15	2.87	18.64	60.65	43.95	55.99	72	56.05	44.01	28
16	11.30	61.59	25.43	43.36	1.96	15.98	54.76	30.02	48.00	65	69.98	52.00	35

注:K_v为注入不同实验水样驱替时测得的渗透率,mD;K_{v0}为不同岩心初始渗透率,mD。

岩心渗透率为117 mD时,注入水中SS质量浓度提升到5.10 mg/L时,岩心渗透率仅下降19.01%。实验结果表明,注入水中SS质量浓度对渗透率较大的岩心伤害程度有所降低,但相同SS质量浓度的注入水对岩心渗透率的伤害程度要小于9.28和46.9 mD的岩心。因此对于渗透率≥117 mD的地层,注入水可控制SS质量浓度≤5.10 mg/L。

同时,由图4可以看出,当注入水中SS的粒径中值一定时,随着注入水中SS质量浓度增大,对于岩心堵塞伤害的程度也增大;岩心的渗透率越低,对注入水中SS质量浓度越敏感;当注入水中SS质

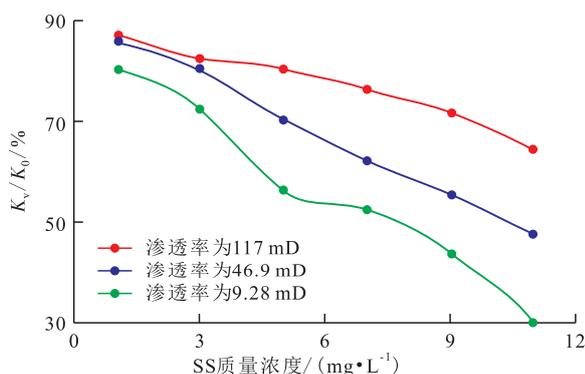


图4 SS质量浓度对岩心渗透率的影响

Fig.4 Effect of suspended solid concentration on core permeability

量浓度达到9.19 mg/L时,3#岩心(渗透率为117 mD)渗透率下降至基准值的72%,1#岩心(渗透率为9.28 mD)渗透率则下降至基准值的43.95%,表明注入水中SS质量浓度上升,对岩心渗透率伤害加大,尤其是对低渗透岩心的渗透率伤害快速加大。

2.3 固体悬浮物对岩心的堵塞特性

从2#岩心渗透率随注入量的变化趋势(图5)可以看出,岩心渗透率的变化主要表现为2种类型:①对于SS质量浓度较小的注入水,随注入量的增加,渗透率持续缓慢下降,注入量<80 PV时降低幅度较小,主要原因是注入水中少量的颗粒逐步在孔隙喉

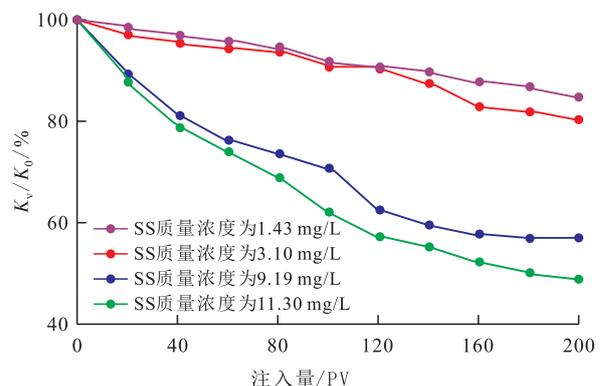


图5 SS质量浓度对2#岩心的堵塞特性

Fig.5 Plugging characteristics of core 2# at different suspended solid concentrations

道沉积下来,即颗粒逐步沉积的结果,实验表现为SS质量浓度分别为1.43和3.10 mg/L的渗透率变化曲线。②注入水中SS质量浓度较大时,随着注入水量的不断增加,岩心渗透率明显下降,大颗粒的固体悬浮物在注入端面或岩石内部孔隙喉道处较快沉积堵塞,随着注入端面堆积颗粒的增加,吸附在岩心端面形成相对稳定的一层“桥塞层”,固体悬浮物小颗粒继续往岩心内部侵入。从图5可知SS质量浓度 ≤ 3.10 mg/L时,渗透率变化表现为缓慢堵塞的特征;当SS质量浓度 ≥ 9.19 mg/L时,渗透率变化表现为快速堵塞的特征。

由此可见,SS对储层的堵塞与其质量浓度和粒径中值密切相关,颗粒直径是孔隙直径的 $1/3 \sim 1/7$ 时影响最大,粒径小的颗粒易进入孔道深部,堵塞作用加大,对岩心的伤害加大。

2.4 粒径中值的伤害特性

实验用现场水样的SS质量浓度为9.20 mg/L,对不同渗透率的岩心进行不同SS质量浓度的驱替伤害实验。

SS粒径中值对4#岩心的影响 4#岩心渗透率为7.59 mD,驱替速度为0.1 mL/min,SS粒径中值为1.3 μm 时,对岩心渗透率无伤害。随着粒径中值的增大,岩心渗透率伤害加大,粒径中值为1.9 μm 时,岩心渗透率降为基准值的19.60%。可见对于渗透率 ≤ 7.59 mD的储层,允许渗透率变化率 $\leq 20\%$ 时,粒径中值应控制为 ≤ 1.9 μm (表4)。

表4 SS粒径中值对4#岩心的伤害程度

Table4 Damage to core 4# at different median particle sizes

实验序号	粒径中值/ μm	压差/kPa	K_v /mD	K_v/K_{v0} /%	渗透率变化率/%
1	1.3	29.37	5.46	100.00	0
2	1.9	34.63	4.39	80.40	19.60
3	3.2	42.53	3.77	69.05	30.95
4	5.3	59.17	2.71	49.63	50.37
5	9.4	99.59	1.61	29.49	70.51

SS粒径中值对5#岩心的影响 5#岩心渗透率为53.7 mD,驱替速度为0.2 mL/min,SS粒径中值为1.3 μm 时,对岩心渗透率亦无伤害,SS粒径中值为2.6 μm 时,岩心渗透率下降17.63%,在SS粒径中值上升到5.3 μm 时,岩心渗透率急剧下降到基准值的41.87%,表明SS粒径中值对储层伤害影响较大,对于渗透率 ≤ 53.7 mD的储层,允许渗透率变化率 $\leq 20\%$ 时,SS粒径中值应控制为 ≤ 2.6 μm (表5)。

SS粒径中值对6#岩心的影响 6#岩心渗透率

表5 SS粒径中值对5#岩心的伤害程度

Table5 Damage to core 5# at different median particle sizes

实验序号	粒径中值/ μm	压差/kPa	K_v /mD	K_v/K_{v0} /%	渗透率变化率/%
1	1.3	14.21	36.3	100.00	0
2	2.6	17.26	29.9	82.37	17.63
3	5.3	24.45	21.1	58.13	41.87
4	6.8	30.90	16.7	46.01	53.99
5	9.4	36.08	14.3	39.39	60.61

为119 mD,驱替速度为1 mL/min,SS粒径中值为1.3 μm 时,对岩心无伤害。随着SS粒径中值的增大,为6.8 μm 时,对岩心渗透率变化率为30.32%。由此可见,渗透率高的储层影响显著下降;当SS粒径中值为12.1 μm 时,渗透率降为基准值的27.2%。对于渗透率 ≤ 119 mD的储层,允许渗透率变化率 $\leq 20\%$ 时,SS粒径中值应控制为 ≤ 4.8 μm (表6)。

表6 SS粒径中值对6#岩心的伤害程度

Table6 Damage to core 6# at different median particle sizes

实验序号	粒径中值/ μm	压差/kPa	K_v /mD	K_v/K_{v0} /%	渗透率变化率/%
1	1.3	39.12	66.3	100.00	0
2	4.8	46.90	55.3	83.41	16.59
3	6.8	56.14	46.2	69.68	30.32
4	9.4	76.97	33.7	50.83	49.17
5	12.1	95.36	27.2	41.03	58.97

3 结论

通过对砾岩低渗透油藏储层孔隙结构及黏土矿物特性的研究,明确了该类油藏潜在注水过程中的主要伤害因素为注入水中的SS质量浓度和粒径中值大小,并由此系统研究了不同注入水中SS质量浓度和粒径中值对目标区块砾岩低渗透岩心的堵塞变化和伤害特性,具有较好的理论意义和实际应用价值,其结果用于指导对于砾岩低渗透油藏注水开发中的水质指标控制,确保油田开发中的有效注水。研究发现,在目标砾岩低渗透油藏注入水中SS质量浓度越高,对储层渗透率的伤害程度越大,储层渗透率越小,SS质量浓度高对储层的伤害越大;粒径中值越大,对储层渗透率的伤害程度越高。目标砾岩低渗透油藏注入水中SS质量浓度的合理指标控制界限,储层渗透率小于等于9.28 mD,控制SS质量浓度 ≤ 1.43 mg/L,粒径中值控制在1.9 μm 以下;储层渗透率大于9.28 mD但小于46.9 mD,控制SS质

量浓度 ≤ 3.10 mg/L,粒径中值控制在 $2.6 \mu\text{m}$ 以下;储层渗透率大于等于 117 mD时,控制指标可适当放宽到SS质量浓度 ≤ 5.10 mg/L,粒径中值控制在 $4.8 \mu\text{m}$ 以下。这样对于注入同一水源的区块,可以确保注入储层中的全覆盖伤害保护。同时随着注水的深入,强化监测注水井压力变化,跟踪调整控制水质。

参考文献

- [1] 姜瑞忠,乔杰,孙辉,等.低渗透砂砾岩油藏储层分类方法[J].油气地质与采收率,2018,25(1):90-93.
JIANG Ruizhong, QIAO Jie, SUN Hui, et al. Reservoir classification method for low-permeability glutenite reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(1): 90-93.
- [2] 苏婷,潘志坚,李楠.低渗透油藏分类评价方法及其应用[J].大庆石油地质与开发,2019,38(2):87-92.
SU Ting, PAN Zhijian, LI Nan. Classifying and evaluating method for the low-permeability oil reservoir and its application [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(2): 87-92.
- [3] 王磊,张辉,彭小东,等.低渗透砂砾岩油藏水敏伤害机理及注入水水源优选[J].石油勘探与开发,2019,46(6):148-158.
WANG Lei, ZHANG Hui, PENG Xiaodong, et al. Water-sensitive damage mechanism and the injection water source optimization of low permeability sandy conglomerate reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 148-158.
- [4] 何辉,周永强,龙卫江,等.低-特低渗透储层微观孔隙结构特征及对水驱油特征的影响——以鄂尔多斯盆地渭北油田长3油层组储层为例[J].油气地质与采收率,2021,28(4):23-34.
HE Hui, ZHOU Yongqiang, LONG Weijiang, et al. Pore throat microstructures of low-ultra-low permeability reservoirs and their influence on water displacement characteristics: Taking the Chang3 reservoir of Weibei Oilfield in Ordos Basin as an example [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(4): 23-34.
- [5] 梁金禄,王荣健,黄小玉,等.A油田注入水水质变化原因分析及稳定对策[J].断块油气田,2020,27(2):224-227,237.
LIANG Jinlu, WANG Rongjian, HUANG Xiaoyu, et al. Injection water quality changes and countermeasures for stability of A oilfield [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2020, 27(2): 224-227, 237.
- [6] 敬豪,张广东,孙大龙,等.注水倍数对储层微观孔隙结构影响实验研究[J].石油实验地质,2020,42(6):1041-1046.
JING Hao, ZHANG Guangdong, SUN Dalong, et al. The influence of water flooding multiples on reservoir micro pore structure [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(6): 1041-1046.
- [7] 郑自刚,余光明,雷欣慧,等.低渗透储层注水开发费敏效应实验研究[J].特种油气藏,2020,27(3):142-147.
ZHENG Zigang, YU Guangming, LEI Xinhui, et al. Test and analysis of Jamin effect in waterflooding of low-permeability reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(3): 142-147.
- [8] 辛春彦,李福唐,黄海龙,等.低渗透油藏注入水损害储层主控因素研究[J].常州大学学报:自然科学版,2021,33(5):87-92.
XIN Chunyan, LI Futang, HUANG Hailong, et al. Study on main controlling factors of reservoir damage caused by injection water in low permeability reservoir [J]. Journal of Changzhou University: Natural Science Edition, 2021, 33(5): 87-92.
- [9] 刘建升,刘江波,刘秀华,等.M油田注水井堵塞原因分析及解堵增注措施研究[J].钻采工艺,2021,44(1):129-132.
LIU Jiansheng, LIU Jiangbo, LIU Xiuhua, et al. Cause analysis of water injection well plugging in M Oilfield and study on measures for plug removal and injection increase [J]. Drilling & Production Technology, 2021, 44(1): 129-132.
- [10] 宋涛,黄福喜,汪少勇,等.准噶尔盆地玛湖凹陷侏罗系油气藏特征及勘探潜力[J].中国石油勘探,2019,24(3):341-350.
SONG Tao, HUANG Fuxi, WANG Shaoyong, et al. Characteristics and exploration potential of Jurassic oil and gas reservoirs in Mahu sag of the Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(3): 341-350.
- [11] 徐同台.保护油气层技术[M].北京:石油工业出版社,2017:49-56.
XU Tongtai. Hydrocarbon reservoir protection technology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017: 49-56.
- [12] 张铜耀,李钧,郝叶红,等.油田水分析方法:SY/T 5523—2016[S].北京:石油工业出版社,2016.
ZHANG Tongyao, LI Jun, HAO Yehong, et al. Method for analysis of oilfield water: SY/T 5523—2016 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2016.
- [13] 林永红,张继超,张本艳,等.碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法:SY/T 5329—2012[S].北京:石油工业出版社,2012.
LIN Yonghong, ZHANG Jichao, ZHANG Benyan, et al. Water quality standard and practice for analysis of oilfield injecting waters in clastic reservoirs: SY/T 5329—2012 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012.
- [14] 曲岩涛,戴志坚,李桂梅,等.岩心分析方法:GB/T 29172—2012[S].北京:中国标准出版社,2012.
QU Yantao, DAI Zhijian, LI Guimei, et al. Practices for core analysis: GB/T 29172—2012 [S]. Beijing: Standard Press of China, 2012.
- [15] 曾理,王茂霞,李晓红,等.沉积岩中黏土矿物和常见非黏土矿物X射线衍射分析方法:SY/T 5163—2018[S].北京:石油工业出版社,2018.
ZENG Li, WANG Maoxia, LI Xiaohong, et al. Analysis method for clay minerals and ordinary non-clay minerals in sedimentary rock by the X-ray diffraction: SY/T 5163—2018 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2018.
- [16] 曲岩涛,房会春,朱健,等.储层敏感性流动实验评价方法:SY/T 5358—2010[S].北京:石油工业出版社,2010.
QU Yantao, FANG Huichun, ZHU Jian, et al. Formation damage evaluation by flow test: SY/T 5358—2010 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010.