

doi:10.3969/j.issn.2095-0411.2021.05.011

## 低渗透油藏注入水损害储层主控因素研究

辛春彦<sup>1</sup>, 李福堂<sup>1</sup>, 黄海龙<sup>1</sup>, 朱明璋<sup>2</sup>

(1. 中国石油冀东油田分公司 勘探开发研究院, 河北 唐山 063000; 2. 中石化节能技术服务有限公司, 北京 100010)

**摘要:**针对南堡油田低渗油藏普遍存在注水压力不断上升、吸水指数降低、产液量下降等油田开发问题,以南堡 13-52 井低渗储层天然岩心及注入水为研究对象,评价储层敏感性、注入水结垢及固相颗粒堵塞等因素造成的储层渗透率损害程度。敏感性损害实验表明储层水敏损害程度中等偏强;常温及地层温度下注入水离子含量变化表明,地层温度下注入水极不稳定且有大量结垢析出;渗透率损害率随着注入水中固相含量和粒径中值的增加呈线性关系增大,注入水因固相颗粒堵塞引起的渗透率损害率达 64.84%。综合研究认为储层水敏、注入水结垢及固相颗粒堵塞是造成冀东油田低渗储层注水困难的主要原因,且固相颗粒堵塞是注入水损害低渗透油藏的主要因素。

**关键词:**低渗透; 敏感性; 结垢; 固相含量; 渗透率损害率

**中图分类号:**TE 348

**文献标志码:**A

**文章编号:**2095-0411(2021)05-0087-06

## Study on Main Controlling Factors of Reservoir Damage Caused by Injection Water in Low Permeability Reservoir

XIN Chunyan<sup>1</sup>, LI Futang<sup>1</sup>, HUANG Hailong<sup>1</sup>, ZHU Mingzhang<sup>2</sup>

(1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Jidong Oilfield Company, PetroChina, Tangshan 063000, China; 2. Sinopec Energy Saving Technology Service Co., Ltd., Beijing 100010, China)

**Abstract:** Aiming at the water injection development problems of low permeability reservoir in Nanpu oilfield, such as increasing pressure of water injection wells, decreasing water absorption index and decreasing liquid production of production wells, the natural core and injected water of low permeability reservoir in Nanpu 13-52 well are studied to evaluate the damage degree of reservoir permeability caused by factors such as reservoir sensitivity, water injection scaling and solid particles blockage. Sensitivity damage experiments show that the degree of reservoir water sensitivity damage is moder-

**收稿日期:**2021-03-07。

**作者简介:**辛春彦(1989—),女,黑龙江哈尔滨人,硕士,工程师。E-mail: xinchunyan08@163.com

**引用本文:**辛春彦,李福堂,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.

ately strong; the variation of ion content of injected water at normal temperature and formation temperature indicates that the injected water is extremely unstable and there is a large amount of scale precipitation under the formation temperature; the permeability damage rate increased linearly with the increase of solid content and median particle size in injected water, and the permeability damage rate of injected water due to solid particle blockage reached 64.84%. According to the comprehensive study, reservoir water sensitivity, scale formation of injected water and solid particle blockage are the main reasons for water injection difficulties in low-permeability reservoirs in Jidong oilfield, and solid phase particle blockage is the main factor of injection water damaging low permeability reservoirs.

**Key words:** low permeability; sensitivity; scale; solid content; permeability damage rate

复杂断块低渗透油藏储量是我国主要的探明地质储量,该类油藏开发过程中对渗透率损害是制约高效开发的主要因素<sup>[1-2]</sup>。在目前及今后相当长的一个时期内,注水开发仍是该类油田开发的主要方式<sup>[3]</sup>。注入水对低渗透储层的损害是不可逆的,并且具有叠加性,因此开展注入水对低渗透储层的损害规律研究十分重要<sup>[4-7]</sup>。

南堡 1-5 区东营组位于南堡 105 井北断层上升盘及以南区域,为断层复杂化的背斜构造。储层孔隙度 2.8%~21.9%,平均孔隙度 14.0%,渗透率 $(0.024\sim31.3)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均渗透率 $2.45\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,属于低孔低渗储层,平均孔喉半径为 0.025~1.995  $\mu\text{m}$ 。该区块投入开发以来大部分井存在注水压力不断上升、吸水指数降低、产液量逐年下降等开发问题,急需开展注入水对储层伤害评价研究,确定主要伤害类型。本文以南堡 13-52 井天然岩心及现场注入水为研究对象,开展储层敏感性评价、自身稳定性评价及注入水与储层动态配伍性实验研究,定量评价储层敏感性、注入水结垢及储层堵塞造成的储层伤害,确定导致南堡油田注入困难的原因。

## 1 储层敏感性损害评价

成岩过程中形成的自生矿物数量虽少,但易与工作液发生物理和化学作用,导致油气层渗透率明显降低,故这部分矿物多数为敏感性矿物<sup>[8-9]</sup>。敏感性矿物在接触到与其不配伍的外来流体时将发生储层敏感性损害。

### 1.1 储层敏感性矿物分析

南堡 1-5 区 Ed<sub>3</sub>层以岩屑长石砂岩为主,碎屑颗粒呈次棱~次圆状,胶结类型主要为孔隙胶结,颗粒接触关系以点-线接触为主。通过对南堡 13-52 井开展 X-衍射全岩分析,黏土矿物相对质量分数为 20.56%,黏土矿物主要为伊-蒙间层,相对质量分数为 37.59%,其次是伊利石与高岭石,相对质量分数分别为 23.21%,21.28%,绿泥石相对质量分数为 17.91%。其中伊-蒙间层有较强的水敏性。

### 1.2 储层敏感性流动实验

实验设备采用 CLMG-II 储层敏感性测试仪,按照 SY/T 5358—2010 标准开展南堡 13-52 井速敏、水敏及盐敏分析实验。实验所需的一系列流体均按照南堡 13-52 井 Ed<sub>3</sub>地层水水性分析报告配制,地层水为碳酸氢钠水型,矿化度 7 474 mg/L。

从实验结果分析,速敏渗透率损害率为 15.6%,水敏(图 1)渗透率损害率为 54.48%,盐敏(图 2)渗透率损害率为 39.47%。南堡 13-52 井储层敏感性表现为弱速敏,中等偏强水敏,盐敏临界矿化度 1 786 mg/L。现场所采用的注入水矿化度 4 838 mg/L,碳酸氢钠水型,因此本次研究未考虑盐敏损害。

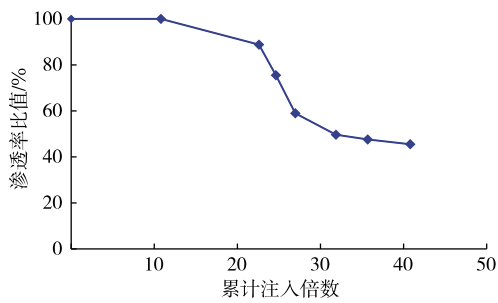


图 1 南堡 13-52 井 Ed<sub>3</sub> 储层水敏感性实验曲线

Fig.1 Water sensitivity test curve of Ed<sub>3</sub> reservoir in Nanpu 13-52 well

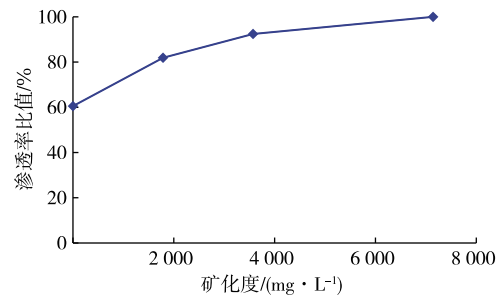


图 2 南堡 13-52 井 Ed<sub>3</sub> 储层盐敏感性实验曲线

Fig.2 Salinity sensitivity test curve of Ed<sub>3</sub> reservoir in Nanpu 13-52 well

2 注入水结垢损害评价

油气田进入中后期开发后,由于压力、温度等条件的变化以及水的热力学不稳定性 and 化学不相容性,往往造成注水地层、油套管、井下、地面设备以及集输管线出现结垢,造成油气田注水压力上升,产液量下降,甚至油气井停产,结垢给油气井带来的危害很大<sup>[10-13]</sup>。

实验通过模拟在常温及地层温度下注入水离子质量浓度变化,来评价其自身的结垢情况。注入水水型为碳酸氢钠,矿化度为 7 474 mg/L,在 18 ℃ 和 80 ℃ 的温度下,测定在恒温箱里分别放置不同时间水中主要成垢离子 Ca<sup>2+</sup>,Mg<sup>2+</sup> 等的质量浓度变化。

测定结果见表 1,常温放置 15 d 后,Ca<sup>2+</sup> 质量浓度由 65 mg/L 变化为 57 mg/L,降低了 12.3%;地层温度下,Ca<sup>2+</sup> 质量浓度由 65 mg/L 变为 4 mg/L,降低了 93.8%。地层温度下,结垢速度远大于常温条件,且结垢速度快,2 d 左右 Ca<sup>2+</sup> 降低了 87.7%。因此在地层温度下注入水极不稳定,有大量的碳酸钙结垢,且放置时间在 2 d 内,2 种离子质量浓度变化最为迅速,Ca<sup>2+</sup> 含量随着放置时间变化趋于平稳,随着放置时间增加 HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> 质量浓度持续缓慢降低。

表 1 注入水离子含量测定实验数据表

Table 1 Injection water ion content determination experimental data sheet

水样放置 时间/d	处理污水中主要成垢离子质量浓度/(mg · L <sup>-1</sup> )									
	18 ℃					80 ℃				
	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
0	65	5	15	0	2 074	65	5	15	0	2 074
1	65	5	15	0	2 073	20	3	15	0	1 925
2	65	5	15	0	2 072	8	2	15	42	1 779
3	65	5	15	0	2 072	6	2	15	220	1 594
5	65	5	15	0	2 072	6	2	15	262	1 546
10	61	5	15	38	2 018	6	2	15	415	1 397
15	57	5	15	118	1 930	4	2	15	572	1 240

3 固相颗粒堵塞损害评价

低渗油藏在注水过程中,注入水中的悬浮固相颗粒极易堵塞流体的渗流通道,造成储层渗透率降

低。固相颗粒堵塞损害程度主要受注入水中的固相含量和颗粒粒径影响<sup>[14-16]</sup>,因此研究不同固相含量和颗粒粒径的注入水与损害程度的关系十分重要<sup>[17-19]</sup>。

3.1 实验流程

经测定南堡 1-5 区注入水的矿化度大于临界矿化度,因此可以忽略盐敏的影响,驱替实验在常温下进行,且实验在 1 d 内完成,故排除结垢伤害的影响。因此采用该实验评价固相颗粒堵塞对低渗油藏的损害。

首先将 6 块岩心抽真空饱和地层水,从与地层水相同矿化度的氯化钾溶液和模拟地层水中选取测定初始渗透率的流体;利用不同孔径的滤膜(0.22,0.45,0.8,1.5  $\mu\text{m}$ )过滤处理污水,并用颗粒计数器分析过滤后水中的固相含量和粒径中值,分析结果见表 2,进而研究不同固相含量和粒径中值的注入水因固相堵塞而造成的储层伤害程度。

实验通过测定岩心渗透率的变化来评价不同固相含量及粒径中值的注入水对储层的损害程度,以达西定律为理论依据。实验用天然岩心选自南堡 1-5 区南堡 13-52 井,具体物性参数见表 3,现场取南堡 13-52 地层水、注入水,部分参数来自南堡 13-52 井分析化验资料。

表 2 水质分析表  
Table 2 Water quality analysis table

分析项目	注入水	滤膜孔径/ $\mu\text{m}$			
		1.5	0.8	0.45	0.22
固相质量浓度/ $(\text{mg} \cdot \text{L}^{-1})$	6.3	4.6	1.8	0.57	0.2
粒径中值/ $\mu\text{m}$	2.312	1.28	1.06	0.68	0.4

表 3 岩心物性参数  
Table 3 Core physical parameters

岩心编号	井深/m	长度/cm	直径/cm	气测渗透率 $\times 10^3/\mu\text{m}^2$	孔隙度/%
47-3	3 455.2	4.81	2.50	2.57	18.2
47-5	3 455.2	5.10	2.52	2.70	18.0
32-4	3 452.4	5.05	2.51	2.80	18.4
47-1	3 455.2	5.11	2.50	3.09	18.6
32-5	3 452.4	4.96	2.53	2.94	18.3
4-1	3 446.0	5.10	2.51	3.79	17.8

3.2 实验结果及分析

初始测试流体选择实验中渗透率随累计注入倍数的变化如图 3 所示,氯化钾溶液和模拟地层水对岩心的渗透率伤害率分别为 5.58%,9.84%,进而确定氯化钾溶液为后续实验渗透率基准值测试流体。

不同处理程度的注入水驱替实验渗透率随累计注入倍数的变化如图 4 所示,4 种注入水均对岩心渗透率产生伤害,伤害程度从 52.7%降低到 22.6%。通过测定不同注入水的固相含量及粒径中值,获得悬浮固相含量与渗透率伤害率关系、粒径中值与渗透率伤害率曲线。大于 0.45  $\mu\text{m}$  滤膜处理的污水,固含量与粒径中值已达不到 A1 水质标准。

根据实验结果分别绘制了固相含量与渗透率损害率的关系如图 5 所示,悬浮物粒径中值与渗透率的关系如图 6 所示。渗透率损害率随着注入水中固相含量和粒径中值的增加呈线性关系增大,现场所

注的处理污水固相质量浓度为 6.3 mg/L、粒径中值为 2.312  $\mu\text{m}$ ,根据图 5 和图 6 中的关系式计算出渗透率损害率分别为 64.84%,82.11%。固相颗粒堵塞损害实验未考虑结垢的影响,现场注入水损害程度可能远大于该结果。

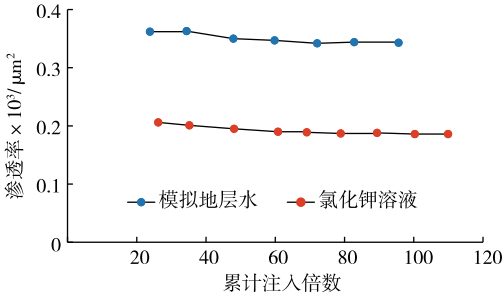


图 3 渗透率随累计注入体积变化曲线

Fig.3 Relation between permeability and injected water volumes

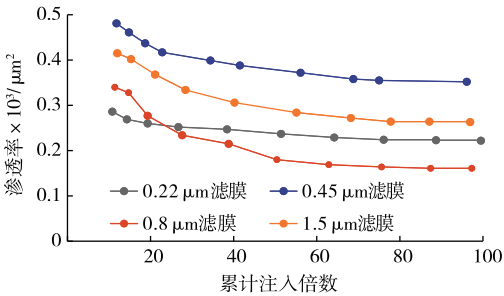


图 4 渗透率随累计注入体积变化曲线

Fig.4 Relation between permeability and injected water volumes

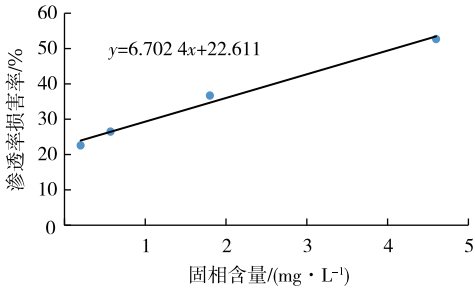


图 5 注入水固相含量与渗透率损害率关系图

Fig.5 Relationship between solid phase content of injected water and permeability damage rate

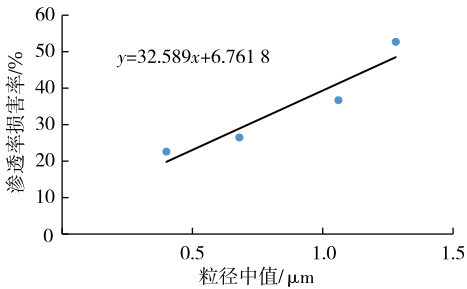


图 6 注入水粒径中值与渗透率损害率关系图

Fig.6 Relationship between median particle size of injected water and permeability damage rate

4 结 论

1)该复杂断块低渗透油藏水敏渗透率损害率为 54.48%,水敏损害程度中等偏强,速敏损害程度弱,临界矿化度 1 746 mg/L。

2)注入水在地层温度下产生大量的碳酸钙结垢,放置时间越长结垢越多。常温下,注入水离子质量浓度变化不大,地层温度下结垢量明显高于常温条件,且前 2 d 结垢量最大。

3)固相颗粒堵塞是注入水造成渗透率损害的主要原因之一。渗透率损害率随着注入水中固相含量和粒径中值的增加呈线性关系增大,该注入水因固相颗粒堵塞引起的渗透率损害率达到 64.84%。

4)南堡油田低渗透储层注水开发过程中,应控制注入水矿化度在临近矿化度以上,且注入水放置时间尽量短,并应加大对注入水的过滤程度,严格控制注入水中固相含量。

参考文献:

[1]王建中,洪亚飞,孙志刚,等. 低渗透缝洞型储层损害及保护措施研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2015(3):66-69.  
[2]江怀友,李治平,钟太贤,等. 世界低渗透油气田开发技术现状与展望[J]. 特种油气藏, 2009, 16(4): 13-17.  
[3]吴新民,付伟,白海涛,等. 姬塬油田注入水与地层水配伍性研究[J]. 油田化学, 2012, 29(1): 33-37.

- [4]舒勇. 桩西油田桩 74 块注浅层水可行性研究[J]. 油田化学, 2002, 19(4): 340-342, 357.
- [5]郑松青, 刘中春, 邱露. 塔河油田缝洞型油藏注入水利用情况评价[J]. 新疆石油地质, 2010(4): 72.
- [6]尹先清, 刘建, 李玫, 等. 大港北部油田回注污水结垢性与配伍性研究[J]. 长江大学学报(自然科学版), 2009, 6(1): 31-33.
- [7]李升方, 李汉周, 徐卫华, 等. 陈堡油田污水回注的配伍性分析[J]. 油气田地面工程, 2003, 22(8): 22, 30.
- [8]徐同台, 熊友明, 康毅力. 储层保护技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2010.
- [9]李传亮, 朱苏阳, 王凤兰, 等. 关于储集层敏感性评价的若干问题[J]. 新疆石油地质, 2017, 38(4): 488-491.
- [10]卢丽娟. 提高胡一联采出水水质研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2015.
- [11]游靖, 王志坤, 余吉良, 等. 华北油田地层水与注入水结垢趋势预测及影响因素[J]. 岩性油气藏, 2017, 29(4): 162-167.
- [12]郑忠文, 田世伟, 李俊华, 等. 油田注入水结垢评价及治理措施[J]. 化学工程师, 2015(7): 38-40.
- [13]陈华兴, 沈建军, 刘义刚, 等. 油田注入水结垢程度评价方法[J]. 油田化学, 2017, 34(2): 367-373.
- [14]乔林胜, 白海涛, 马云, 等. 陕北旦八油区注水井堵塞原因分析及治理措施[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2018, 33(6): 60-64.
- [15]周春香. 油藏注水困难原因分析及解决措施—以 M 油田复杂小断块砂岩油藏为例[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2017, 19(3): 16-17, 29.
- [16]石佳, 李宝宁, 张振兴. 注水井堵塞规律研究[J]. 辽宁化工, 2016, 45(8): 1044-1046.
- [17]韩炜, 张公社, 黄茗, 等. 注水井固相颗粒伤害数值模拟研究及应用[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2005, 20(5): 36-40.
- [18]伍家忠, 孟红丽, 徐杰, 等. 固相颗粒对低渗透砂岩油藏注水开发影响研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2014, 30(1): 134-138.
- [19]康毅力, 郑德壮, 刘修善, 等. 固相侵入对裂缝性碳酸盐岩应力敏感性的影响[J]. 新疆石油地质, 2012, 33(3): 366-369.

(责任编辑:殷丽莉)