

引用格式: 汤明光, 刘清华, 薛国庆, 等. 海上低渗油藏注水水质关键参数界限研究——以涠洲11-4N油田流沙港组为例[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(5): 709-715.

TANG Mingguang, LIU Qinghua, XUE Guoqing, et al. Key parameter limits of water injection quality in offshore low permeability reservoir: A case study of Liushagang Formation in Weizhou 11-4N Oilfield[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(5): 709-715.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.05.007

# 海上低渗油藏注水水质关键参数界限研究

——以涠洲11-4N油田流沙港组为例

汤明光, 刘清华, 薛国庆, 张芟强, 鲁瑞彬

(中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东 湛江 524057)

**摘要:** 针对海上低渗储层微观孔隙结构认识不清, 影响注水水质关键参数界限确定的问题, 以涠洲11-4N油田流沙港组为例, 从室内实验角度出发, 通过恒速压汞实验刻画各区块储层微观孔隙结构特征, 在此基础上开展注水水质实验, 评价水质关键参数对储层渗流能力的影响。研究表明: 喉道大小及分布是决定储层渗流能力的主要影响因素, 渗透率与主流喉道半径有较好的幂函数关系, 流一段、流三段主流喉道半径主要分布在 $4\ \mu\text{m}$ 、 $1\ \mu\text{m}$ 左右, 前者流动能力较强; 注入水中悬浮物颗粒粒径、颗粒质量浓度、细菌含量增加会大幅度增加注水压力, 降低岩心渗透率。以储层吸水指数伤害程度20%为下限, 建立了不同渗透率级别的注水水质关键参数界限, 流一段储层推荐注入海水中悬浮物颗粒质量浓度小于等于 $2.0\ \text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值小于等于 $3.0\ \mu\text{m}$ 、细菌小于等于100个/mL。据此指导注水并配合海水软化处理技术, 实现了涠洲11-4N油田主力层位的有效开发。

**关键词:** 低渗油藏; 水质关键参数界限; 主流喉道半径; 精细注水; 有效开发

中图分类号: TE327

文献标识码: A

## Key parameter limits of water injection quality in offshore low permeability reservoir: A case study of Liushagang Formation in Weizhou 11-4N Oilfield

TANG Mingguang, LIU Qinghua, XUE Guoqing, ZHANG Jiqiang, LU Ruibin

(Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang, Guangdong 524057, China)

**Abstract:** The unclear understanding of the micro pore structure in the offshore low permeability reservoir affects the determination of the key parameter limits of water injection quality. Therefore, water injection quality evaluation experiment is carried out based on the characterization of reservoir micro pore structure in Liushagang Formation of WZ11-4N Oilfield studied by indoor constant velocity mercury injection experiment, then to evaluate the influence of the key parameters of water quality on the seepage capability. The results show that the throat size and distribution are the main factors that determine the seepage capability of reservoir. There is a good power function relation between permeability and mainstream throat radius. The throat radius of the first section in the Liushagang Formation is about  $4\ \mu\text{m}$ , while  $1\ \mu\text{m}$  for the third section, and the former has strong flow capacity. The increase of the particle size, particle concentration and bacterial content of the suspended solids in the injected water will greatly increase the injection pressure but decrease the core permeability. Taking the damage degree of water absorption index to reservoir, 20%, as the lower limit, the key parameter limits of injected water quality of reservoirs with different permeability levels are established. For the first section of the Liushagang Formation, the water quality of the recommended injected seawater are of the concentration that the suspended solids particles is less than or equal to  $2.0\ \text{mg/L}$ , the median diameter of suspended solid particles is less than or equal to  $3.0\ \mu\text{m}$ , and the number of bacteria per milliliter is less than or equal to 100. According to the guidance of these above data, the effective development of the main formation in Weizhou 11-4N Oilfield is realized by the combination of water injection and seawater softening treatment technology.

**Keywords:** low permeability reservoir, key parameter limits of injected water quality, mainstream throat radius, fine water injection, effective development

收稿日期: 2020-11-25。

第一作者简介: 汤明光(1986—), 男, 硕士, 工程师, 主要从事油藏工程方法方面的研究工作。地址: 广东省湛江市坡头区南油二区, 邮政编码: 524057。E-mail: tangmg@cnooc.com.cn

基金项目: “十三五”国家科技重大专项“南海西部海域低渗油藏勘探开发关键技术研究”(2016ZX05024-006)。

南海西部已探明的低渗油藏储量集中分布在北部湾盆地的流沙港组储层,如何有效开发此类储量,对保障国家能源安全意义重大<sup>[1]</sup>。国内外对低渗油藏的开发已经积累了大量经验<sup>[2-3]</sup>,其中注水开发是应用较多、效果较好的保持地层能量的方式之一<sup>[4-5]</sup>。低渗油藏由于喉道细小,在注水过程中若水质不达标极易造成储层渗透率下降<sup>[6-10]</sup>。矿场实践<sup>[11-14]</sup>表明低渗油藏注水过程中普遍存在注水井吸水能力、采油井产液能力双下降问题,主要原因可归结为矿物组成内因和注水不配伍、注入水固相颗粒堵塞等外因<sup>[10-12]</sup>。因此,低渗透油田注水开发时需要有较高的注水水质标准及水质控制技术,但也会造成注水成本增加。我国20世纪注水水质标准主要参考苏联水质标准,并在此基础上逐步完善,国内1994年推出的石油行业标准《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法:SY/T 5329—94》对注入水质控制指标进一步细化,分为主要控制指标和辅助性指标,并按照三个储层渗透率等级把8项主要控制指标分为3类9级,石油行业标准《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法:SY/T 5329—2012》又进一步细分为5个渗透率等级,对提高油田注入水水质控制水平发挥了重要作用,但标准中指标的取值大小仍值得商榷<sup>[15-16]</sup>。国外多根据油田实际情况,在岩心实验基础上制定匹配的水质标准,这一点值得国内参考<sup>[17-19]</sup>。故针对储层微观孔隙结构特征建立与之相匹配的注水水质关键参数界限对指导低渗油藏的精细注水开发尤为重要。

涠洲11-4N油田流沙港组储层整体以低渗储层为主,由于低渗透油藏储层特征和渗流特征明显不

同于中高渗油藏。相同气测渗透率低渗透储层受制于其孔喉结构、流体性质等方面的差异,会呈现完全不同的渗流能力,如长庆油田渗透率为 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层可以有效开发,而大庆油田渗透率为 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层就难以有效开发。笔者从室内实验角度出发,通过恒速压汞实验准确刻画流沙港组各区块储层微观孔隙结构特征,给出决定储层渗流性质的喉道半径,在此基础上开展注水水质评价实验,建立了不同渗透率级别储层的注入水质关键参数界限,由此推动了涠洲11-4N油田流一段的精细注水和有效开发。

## 1 微观孔隙结构特征研究

为准确刻画涠洲11-4N油田流沙港组储层微观孔隙结构,选取目标靶区9块岩心在室温条件下开展恒速压汞实验,采用美国Coretest公司制造的ASPE730恒速压汞仪。进汞压力0~6.9 MPa。进汞速度为 $0.1 \times 10^{-6} \text{ mL/s}$ ,汞与岩心接触角为 $140^\circ$ ,界面张力为485 mN/m,岩心基础参数及实验结果见表1。

从9块岩心的孔道半径和喉道半径分布来看(图1、图2),岩心渗透率存在较大差异,但其孔道半径变化不大,主要分布介于100~250  $\mu\text{m}$ ,而喉道半径大小及分布相差较大,喉道半径分布存在4个区间:小于1  $\mu\text{m}$ 、1~2  $\mu\text{m}$ 、2~4  $\mu\text{m}$ 、大于4  $\mu\text{m}$ ,渗透率分别对应小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $(1 \sim 5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $(5 \sim 50) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、大于 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,渗透率越低,喉道半径分布范围越窄,且集中在小孔道附近,渗透率越大,喉道半径分布范围越宽,由此说明孔道半径不是影响渗透率的主要因素,岩样的渗流能力主要受喉道半径所控

表1 恒速压汞实验岩心基本资料及结果

Table 1 Basic data and results of cores used in constant velocity mercury injection experiments

区块	岩心编号	井号	层位	深度(m)	渗透率 ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	孔隙度 (%)	最大喉道半 径( $\mu\text{m}$ )	平均喉道 半径( $\mu\text{m}$ )	主流喉道 半径( $\mu\text{m}$ )	相对分选 系数	均质 系数
WZ11-4N	17-2	WZ11-4N-6	L <sub>1</sub> IV	2 211.6	2.77	12.5	5.0	1.629	1.288	0.534	0.279
	20-2	WZ11-4N-6	L <sub>1</sub> V	2 224.0	78.40	20.0	7.2	5.471	5.085	0.245	0.737
	5-1	WZ11-4N-6	L <sub>1</sub> IV	2 220.5	30.28	14.7	7.1	2.735	2.455	0.509	0.335
WZ11-7	26-1	WZ11-7-1	L <sub>1</sub> IV	2 508.0	0.46	12.2	3.0	1.134	0.975	0.377	0.351
	24-2	WZ11-7-2Sa	L <sub>1</sub> V	2 532.5	1.47	13.2	5.0	1.591	1.115	0.505	0.278
	22-2	WZ11-7-2Sa	L <sub>1</sub> V	2 537.3	296.60	23.9	14.6	11.419	10.395	0.255	0.757
WZ11-8	8-2	WZ11-8-2	L <sub>3</sub> I	2 985.0	1.67	10.3	3.6	1.524	1.284	0.474	0.376
	9-2	WZ11-8-2	L <sub>3</sub> I	2 987.5	0.14	9.8	1.5	0.781	0.651	0.345	0.490
	12-1	WZ11-8-2	L <sub>3</sub> I	3 003.4	0.80	10.1	3.0	0.923	0.692	0.536	0.263

制。从喉道半径对渗透率的贡献率(图3)来看:渗透率越低,小的喉道半径所占的贡献越大;渗透率越高,数量较多的大喉道所占的贡献越大。通过回归岩心主流喉道半径(喉道对渗透率累积贡献达80%以前喉道半径平均值)与渗透率两者之间关系,呈现出很好的幂函数形式,相关系数达到0.94(图4),主流喉道半径随着渗透率的增大而变大,因此,在确定储层渗透率情况下,可计算各区块主流喉道半径的大小,为建立匹配的水质颗粒粒径界限提供依据。

按低渗透砂岩划分界限<sup>[5]</sup>: $r$ (喉道半径) $>4.0\ \mu\text{m}$ 为粗喉道, $2.0\ \mu\text{m} < r < 4.0\ \mu\text{m}$ 为中喉道, $1.0\ \mu\text{m} < r < 2.0\ \mu\text{m}$ 为细喉道。对比涠洲11-4N油田各区块孔

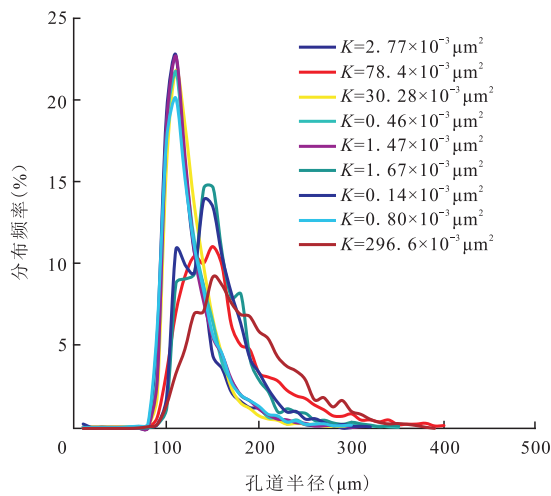


图1 不同渗透率岩心孔道半径分布  
Fig. 1 Pore radius distribution of cores with different permeability

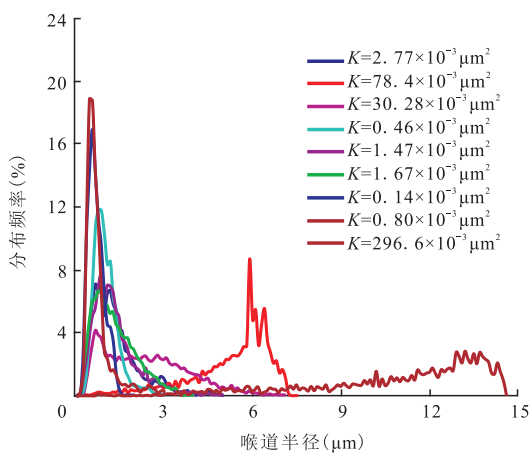


图2 不同渗透率岩心喉道半径分布  
Fig. 2 Throat radius distribution of cores with different permeability

喉结构结果可以看出(表2),WZ11-7区块、WZ11-8区块流三段岩心渗透率较小,喉道主要分布在 $1\ \mu\text{m}$ 附近,属于细喉道,而WZ11-7区块、WZ11-4N区块流一段岩心渗透率较大,主流喉道主要分布在 $4\ \mu\text{m}$ 附近,属于粗喉道,流动能力相对较强。

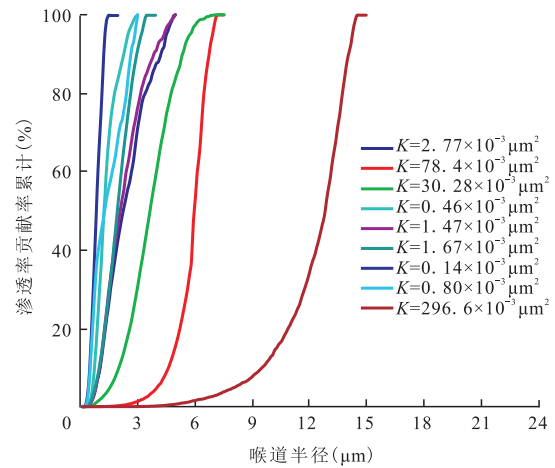


图3 喉道对渗透率的累积贡献率  
Fig. 3 Cumulative contribution rate of throat to permeability

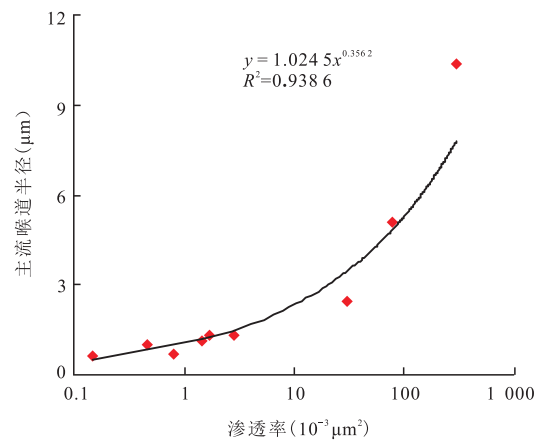


图4 渗透率与主流喉道半径关系  
Fig. 4 Relation between permeability and mainstream throat radius

表2 不同区块主流喉道半径  
Table 2 Mainstream throat radius of different blocks

区块	层位	孔隙度 (%)	平均渗透率 ( $10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ )	平均喉道半径 ( $\mu\text{m}$ )	主流喉道半径 ( $\mu\text{m}$ )	分级 (常规方法)
WZ11-4N	流一段	15.7	104.30	6.88	5.36	粗
WZ11-7	流一段	14.7	47.14	5.94	4.04	粗
WZ11-7	流三段	10.7	0.84	1.18	0.96	细
WZ11-8	流三段	10.6	1.31	1.71	1.13	细

## 2 注水水质关键参数界限研究

涠洲11-4N油田流沙港组储层物性差,主流喉道半径介于 $1.0\sim 5.4\ \mu\text{m}$ 。北部湾区域上以注海水为主,海水不含油,但海水中悬浮物含量差别大且细菌含量高,故重点在室内常温常压条件下对注入海水中的悬浮物的颗粒粒径、悬浮物颗粒质量浓度、细菌含量等注水水质关键参数进行实验评价。

### 2.1 固体悬浮物颗粒对储层潜在伤害研究

本次所用的岩心数据见表3,根据涠洲11-4N油田储层微观孔隙结构特征研究结果,主流喉道半径分布主要介于 $1\sim 5.4\ \mu\text{m}$ ,由此确定实验注入水悬浮物颗粒粒径中值范围为小于等于 $5.0\ \mu\text{m}$ ,悬浮颗粒的质量浓度小于等于 $5.0\ \text{mg/L}$ 。

不同颗粒粒径/质量浓度与渗透率损失率关系见图5和图6,从中可以得出,岩心渗透率越低,注入相同水型时岩心渗透率损失率越大;相同岩心,随悬浮物颗粒粒径/质量浓度增大,注入水颗粒堵塞对岩心渗透率伤害越大,对WZ11-8井流三段渗透率为 $1\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 左右的岩心,注入悬浮物颗粒粒径为 $5\ \mu\text{m}$ 或质量浓度为 $5\ \text{mg/L}$ 的地层水岩心渗透率损失率在70%左右。北部湾区域低渗油藏为保证吸水能力通常采用水平井注水,结合水平井产能计算公式,通过进一步回归颗粒粒径/质量浓度与渗透率损失率的关系,建立水质伤害数学模型和不同水质产能损失幅度数学模型(表4),根据此关系可预测注入水悬浮物不同颗粒粒径和质量浓度时的渗透率损失率,结合水平井产能可确定悬浮物颗粒粒径和质量浓度对储层伤害程度。结果表明,颗粒粒径和颗粒质量浓度增加会大幅度增加储层伤害,导致储层吸水能力降

低,进一步降低储层产能,导致注水开发效果变差,渗透率越低的储层,对水质要求越高。如以渗透率为 $1\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 岩心为例,以储层吸水能力下降20%为界限,需控制悬浮物颗粒质量浓度小于等于 $1.0\ \text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值小于等于 $1.0\ \mu\text{m}$ 。

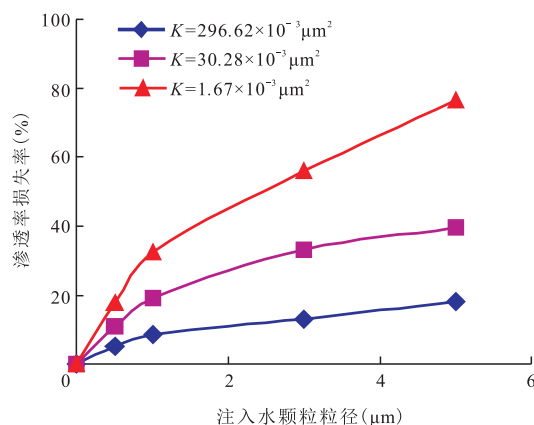


图5 颗粒粒径与渗透率损失率关系

Fig. 5 Relation between particle size and permeability loss rate

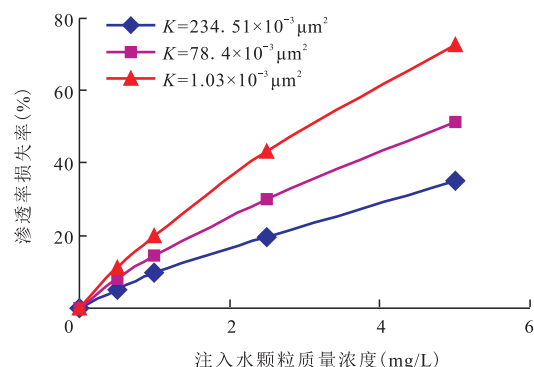


图6 颗粒质量浓度与渗透率损失率关系

Fig. 6 Relation between particle concentration and permeability loss rate

表3 悬浮物颗粒粒径/质量浓度实验岩心基础数据

Table 3 Basic data of cores in suspended particle size/concentration experiments

类型	区块	样品编号	井号	层位	深度(m)	渗透率( $10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ )	孔隙度(%)
不同粒径	WZ11-4N	5-1	11-4N-6	L <sub>1</sub> IV	2 220.5	30.28	14.7
	WZ11-7	22-2	11-7-2SA	L <sub>1</sub> IV	2 537.3	296.62	23.9
	WZ11-8	8-2	11-8-2	L <sub>3</sub> I	2 985.0	1.67	10.3
不同质量浓度	WZ11-4N	20-2	11-4N-6	L <sub>1</sub> V	2 224.0	78.40	20.0
	WZ11-7	22-1	11-7-2SA	L <sub>1</sub> IV	2 537.3	234.51	24.0
	WZ11-8	08-3	11-8-2	L <sub>3</sub> I	2 985.0	1.03	10.3

## 2.2 海水对储层渗流能力影响研究

海水是涠洲区域主要注入水型之一,表5为涠洲区域海水水质检测结果。为了研究海水对储层渗流能力影响的程度,进行了以下分析:采用靶区WZ11-4N-6井L<sub>1</sub>IV油组17-2#岩心(渗透率 $2.77 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ),通过对比注入地层水和海水对岩心渗透率的影响,分析不同水型对储层渗流能力的影响。由图7可以得出,随着注入孔隙体积倍数的增加,注海水和注地层水储层岩心渗流能力变化规律一致,前期渗透率降低幅度达20%,注入孔隙体积倍数4PV时,渗透率降低幅度基本稳定,注海水相比注地层水渗透率达到稳定时,降低幅度更大,对储层伤害程度超过30%。分析认为涠洲11-4N油田流沙港组地层水中碳酸氢根质量浓度高达4000 mg/L以上,而注入海水中含有高质量浓度钙镁离子,与地层水易发生结垢,进一步加剧储层伤害。针对注海水对储层伤害较大的问题,还需要从源头对注水水源进行精细处理。在南海西部首次引入了海水软化处理技术<sup>[20]</sup>,纳滤膜的孔径范围在几个纳米左右,截留分子量介于100~1000,对二价及多价离子有高拦截率,过滤后

的水中钙镁离子均小于40 mg/L,硫酸根小于2 mg/L,有效降低了海水中二价阳离子与地层水结垢对储层的伤害,同时处理后的产出水仍具有较高的矿化度,降低了水敏风险,实现了油层保护。

## 2.3 细菌对储层渗流能力影响研究

海水中微生物的特征与普通油田注入水不同,细菌含量随季节变化而变化。为了研究细菌对储层渗流能力影响的程度,进行了以下分析:①采用靶区WZ11-8-2井L<sub>3</sub>I油组12-1#岩心(渗透率 $0.80 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ),通过对比观察注入水通过岩心前后细菌的数量及大小,分析细菌是否对储层有堵塞作用。注入水通过岩心前后细菌形态及数量的变化见表6,从表中可知流出液体中的细菌个数明显变少,分析细菌可能滞留在岩心内对储层造成一定的堵塞;②通过记录注水过程中注入压力的变化,分析细菌对储层渗流能力的影响。从图8中可以看出,随着细菌数量的增加,对储层的渗流能力影响越大,体现为渗透率保留量越小,分析认为细菌堵塞孔喉是造成岩心伤害的主要原因。涠洲区域注入海水中细菌含量一般在100个/mL以下,对储层伤害程度小于20%。

表4 不同水质伤害数学模型及产能损失幅度数学模型  
Table 4 Mathematical models of water quality damage and productivity

渗透率 ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	不同水质伤害数学模型		不同水质产能损失幅度数学模型	
	不同颗粒粒径	不同颗粒质量浓度	不同颗粒粒径	不同颗粒质量浓度
1	$K = -2.210r^2 + 25.29r + 3.987$	$K = -1.130c^2 + 20.01c + 0.629$	$Q=f(k), K=f(r)$	$Q=f(k), K=f(c)$
50	$K = -1.838r^2 + 16.56r + 2.011$	$K = -0.737c^2 + 13.77c + 0.767$	$Q=f(k), K=f(r)$	$Q=f(k), K=f(c)$
250	$K = -0.555r^2 + 6.028r + 1.430$	$K = -0.395c^2 + 8.829c + 0.524$	$Q=f(k), K=f(r)$	$Q=f(k), K=f(c)$

注:K为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;r为颗粒粒径, $\mu\text{m}$ ;c为悬浮物质量浓度,mg/L;Q为产能, $\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ 。

表5 涠洲区域海水水质检测结果  
Table 5 Test results of seawater quality in Weizhou area

阳离子质量浓度(mg/L)			阴离子质量浓度(mg/L)			水型	矿化度 (mg/L)	pH值	溶解氧 (mg/L)	细菌总数 (CFU/mL)	溶解CO <sub>2</sub> (mg/L)
K <sup>+</sup> + Na <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>						
10 500	333	1 280	18 538	2 353	165	MgCl <sub>2</sub>	33 351	7.9	7.2	160	7.2

表6 注入岩心前后细菌形态变化  
Table 6 Morphological changes of bacteria before and after core injection

注入液菌量(个/mL)	注入液菌形态	流出液菌量(个/mL)	流出液菌形态
$1.0 \times 10^6$	有黏性物质,菌短杆形 直径(0.2~0.5) $\mu\text{m} \times (1.5 \sim 2.5) \mu\text{m}$	$1.0 \times 10^4$	菌短杆形 直径(0.2~0.5) $\mu\text{m} \times (1.5 \sim 2.5) \mu\text{m}$

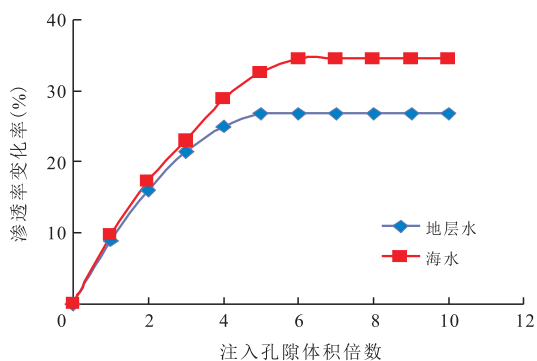


图7 不同水型对储层渗透率的影响

Fig. 7 Influence of different water types on reservoir permeability

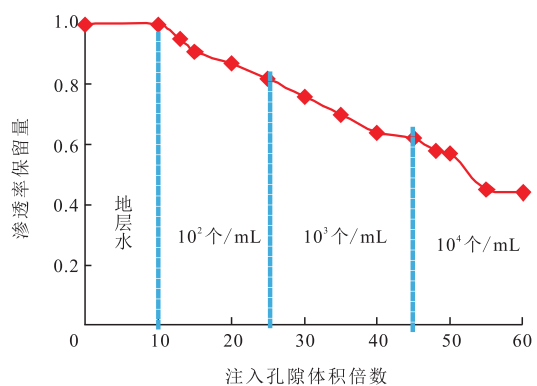


图8 细菌数量对储层渗透率的影响

Fig. 8 Influence of bacteria quantity on reservoir permeability

## 2.4 注水水质关键参数界限研究

综合注入水悬浮物颗粒粒径、质量浓度及细菌对储层渗流能力影响程度研究以及海上注水设施注入能力,在满足注水井配注量前提下,以对储层吸水指数伤害程度20%为界限,建立了WZ11-4N油田不同渗透率级别储层注入水水质关键参数界限(表7)。对于流一段储层,平均喉道半径较大,推荐注入海水

中悬浮物颗粒质量浓度小于等于2.0 mg/L、悬浮物颗粒直径中值小于等于3.0  $\mu\text{m}$ 、细菌小于等于100个/mL;对于流三段储层,喉道细小,注入水质要求更高,推荐注入海水中悬浮物颗粒质量浓度小于等于1.0 mg/L、悬浮物颗粒直径中值小于等于1.0  $\mu\text{m}$ 、细菌小于等于100个/mL。

## 3 现场应用

涠洲11-4N油田流一段自注水以来,严格按照与储层微观孔隙结构匹配的注水水质关键参数界限进行注水管理。自注水以来注采两端均未发现结垢问题,注水井吸水能力保持稳定,地层能量得到补充,采油井液量回升,储层渗透率为 $4.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的WZ11-4N-B10H井实现了日产油 $50 \text{ m}^3$ 的持续稳产,WZ11-4N-6井区衰竭试采采收率仅介于10%~13%,注水后预测采收率平均提高10.0%~15.0%,精细注水效果显著,流一段低品位储量动用率由10%上升至60%,预计实现累增油 $79 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,有效推动了该区低渗储量的开发。

## 4 结论

1) 喉道分布是决定储层渗流能力的主要影响因素,岩心渗透率越大,主流喉道半径就越大且分布范围宽,涠洲11-4N油田流沙港组储层喉道半径分布存在4个区间小于1  $\mu\text{m}$ 、1~2  $\mu\text{m}$ 、2~4  $\mu\text{m}$ 、大于4  $\mu\text{m}$ ,渗透率与主流喉道半径有较好的幂函数关系,流一段、流三段主流喉道半径主要分布在4  $\mu\text{m}$ 、1  $\mu\text{m}$ 左右,前者流动能力较强。

2) 注入水中悬浮物颗粒粒径、颗粒质量浓度、细菌含量增加会大幅度增加注水压力,降低岩心渗透率,岩心渗透率越低损害就越大。对流三段

表7 不同区块注入水水质关键参数界限

Table 7 Key parameters limits of injected water quality in different blocks

区块	层位	渗透率 ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	平均喉道半径 ( $\mu\text{m}$ )	颗粒粒径( $\mu\text{m}$ )	颗粒质量浓度 (mg/L)	细菌 (个/mL)
WZ11-4N	流一段	104.30	6.88	<5	<4	<100
WZ11-7	流一段	47.14	5.94	<3	<2	<100
	流三段	0.84	1.18	<1	<1	<100
WZ11-8	流三段	1.31	1.71	<1	<1	<100

$1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右岩心,注入悬浮物颗粒粒径为 $5 \mu\text{m}$ 或质量浓度为 $5 \text{mg/L}$ 的地层水,岩心渗透率损失率在70%左右,而注海水对储层伤害程度则超过30%。

3) 综合注入水悬浮物颗粒粒径、质量浓度及细菌对储层渗流能力影响研究,以储层吸水指数伤害程度20%为界限,建立了不同渗透率级别的储层注入水水质关键参数界限。流一段储层推荐注入海水中悬浮物颗粒质量浓度小于等于 $2.0 \text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值小于等于 $3.0 \mu\text{m}$ 、细菌小于等于100个/mL;对于流三段储层,喉道细小,注入水质要求更高,推荐注入海水中悬浮物颗粒质量浓度小于等于 $1.0 \text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值小于等于 $1.0 \mu\text{m}$ 、细菌小于等于100个/mL。据此指导精细注水并配合海水软化处理技术,实现了涠洲11-4N油田主力层位有效开发。

#### 参考文献

[1] 张金庆,杨凯雷,梁斌.我国海上低渗油田分类标准研究[J].中国海上油气,2012,24(6):25-27.  
ZHANG Jinqing, YANG Kailei, LIANG Bin. A classification of low-permeability oilfields offshore China[J]. China Offshore Oil and Gas, 2012, 24(6): 25-27.

[2] 李雪.低渗透油藏储层特征及形成机理分析[J].常州大学学报(自然科学版),2015,27(3):39-44.  
LI Xue. Analysis on reservoir characteristics and formation mechanism of low permeability reservoirs[J]. Journal of Changzhou University (Natural Science Edition), 2015, 27(3): 39-44.

[3] 苏崇华.海上低渗透油藏挖潜技术及其应用[J].石油钻采工艺,2007,29(6):73-76.  
SU Chonghua. Stimulation technology and its application to the low-permeability reservoir in offshore fields[J]. Oil drilling & production technology, 2007, 29(6): 73-76.

[4] 徐文江,谭先红,余焱冰,等.海上低渗油田开发基本矛盾和主控因素研究[J].石油科技论坛,2013,32(5):12-16.  
XU Wenjiang, TAN Xianhong, YU Yanbing, et al. Study of basic contradictions and main controlling factors of offshore low-permeability oilfield development[J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2013, 32(5): 12-16.

[5] 袁旭军,叶晓端,鲍为,等.低渗透油田开发的难点和主要对策[J].钻采工艺,2006,29(4):31-32.  
YUAN Xujun, YE Xiaoduan, BAO Wei, et al. Difficulties and counter measures on low permeability reservoir development[J]. Drilling and Production Technology, 2006, 29(4): 31-32.

[6] 张英芝.特低渗透油藏开发技术研究[M].北京:石油工业出版社,2004.  
ZHANG Yingzhi. Research on development technology of ultra-low permeability reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.

[7] 徐运亭.低渗透油藏渗流机理研究及应用[M].北京:石油工

业出版社,2006.  
XU Yunting. Study and application of percolation mechanism in low permeability reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.

[8] 薛建强,成友友,王尔珍,等.姬塬地区长8超低渗油藏注水井欠注规律研究[J].科学技术与工程,2020,20(5):1859-1865.  
XUE Jianqiang, CHENG Youyou, WANG Erzhen, et al. Law of under-injection of water injection well in Chang 8 ultra-low permeability reservoir in Jiyuan area[J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(5): 1859-1865.

[9] 吴小斌,王志峰,崔智林,等.镇北地区超低渗储层敏感性评价及机理探讨[J].断块油气田,2013,20(2):196-200.  
WU Xiaobin, WANG Zhifeng, CUI Zhilin, et al. Sensitivity evaluation and mechanism discussion on ultra-low permeability reservoir in Zhenbei area[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(2): 196-200.

[10] 汤明光,刘清华,薛国庆,等.海上低渗油藏大井距精细注水技术应用实践[J].承德石油高等专科学校学报,2020,22(2):11-15.  
TANG Mingguang, LIU Qinghua, XUE Guoqing, et al. Fine water injection technology and application practice of large well spacing in offshore low permeability reservoir[J]. Journal of Chengde Petroleum College, 2020, 22(2): 11-15.

[11] 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.

[12] BENNION D B. An overview of formation damage mechanisms causing a reduction in the productivity and injectivity of oil and gas producing formations[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2002, 41(11): 29-36.

[13] ZHANG L C, LU S F, XIAO D S, et al. Characterization of full pore size distribution and its significance to macroscopic physical parameters in tight glutenites[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, 38: 434-449.

[14] 李道品.低渗油田的合理井网和注采原则—低渗油田开发系列论文之二[J].断块油气田,1994,1(5):12-20.  
LI Daoping. Reasonable well pattern and injection production principle of low permeability oilfield[J]. Fault Block Oil and Gas Field, 1994, 1(5): 12-20.

[15] 王亮.低渗透油藏注水水质指标及采出水处理专家系统研究[D].成都:西南石油学院,2004.  
WANG Liang. Study on water quality index of water injection and expert system of produced water treatment in low permeability reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum Institute, 2004.

[16] 王凤琴,廖红伟,蒋峰华,等.低渗油田注水能力下降原因分析及对策研究[J].西安石油大学学报(自然科学版),2009,24(1):52-55.  
WANG Fengqin, LIAO Hongwei, JIANG Fenghua, et al. Cause