

YOUYUAN CAISUI SHUICHULI JI DIMIAN ZHUSHUI JISHU

油田采出水处理 及地面注水技术

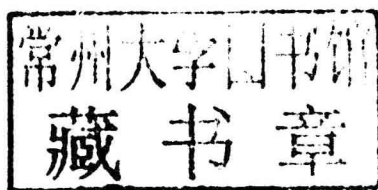
◎ 汤林 张维智 王忠祥 李冰 等著



石油工业出版社

油田采出水处理 及地面注水技术

汤 林 张维智 王忠祥 李 冰 等著



石油工业出版社

内 容 提 要

本书主要从油田采出水处理及注水的现状和发展历程出发,重点介绍了油田采出水的分类与特性、出路与处理指标要求、处理工艺与设备、药剂使用与杀菌技术、污泥性质与处理技术、注水工艺流程与注水设备,以及采出水处理与注水系统生产运行管理等方面的内容。在全面总结油田采出水处理及注水地面工程生产实践经验的基础上,对采出水处理工艺流程及设备的技术原理、应用效果、适应的边界条件,注水系统工艺流程及设备的选择、应用效果、节能技术等内容进行了较为全面的论述和说明。

本书可供从事油田地面采出水处理及注水的生产管理和工程技术人员借鉴、参考。

图书在版编目(CIP)数据

油田采出水处理及地面注水技术 / 汤林等著. —北

京: 石油工业出版社, 2017.7

ISBN 978-7-5183-1973-2

I. ①油… II. ①汤… III. ①石油开采-水处理 ②注
水(油气田) IV. ①TE35

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2017)第 159991 号

出版发行: 石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址: www.petropub.com

编辑部: (010) 64523535 图书营销中心: (010) 64523633

经 销: 全国新华书店

印 刷: 北京中石油彩色印刷有限责任公司

2017 年 7 月第 1 版 2017 年 7 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本: 1/16 印张: 12.5

字数: 200 千字

定价: 75.00 元

(如出现印装质量问题, 我社图书营销中心负责调换)

版权所有, 翻印必究

前言

PREFACE

油田采出水处理与注水已走过了 50 余年的发展历程,形成了规模庞大的采出水、注水地面系统。油田采出水处理合格后,回注于地层,不仅满足了油田开发过程中注水量日益增长的需求,而且避免了环境污染,满足了环境保护的要求,同时又可以节约水资源,为油田带来经济效益。

国内油田从 1963 年开始研究采出水处理及注水工艺,到目前已经形成了多种成熟稳定的采出水处理和注水工艺,并积累了宝贵的管理经验,取得了丰硕的成果。为总结多年来的技术和管理成果,便于从事油田地面水系统的生产管理和工程技术人员借鉴与参考,中国石油勘探与生产分公司汤林等相关人员,从中国石油采出水处理及注水的实际情况出发,撰写了《油田采出水处理及地面注水技术》一书。本书共分为九章。第一章由汤林、张维智、李冰、王忠祥编写;第二章由李冰、汤林、张维智、王忠祥编写;第三章由王忠祥、谢卫红、朱东华、杨清民编写;第四章由谢卫红、王忠祥、杨清民、朱景义编写;第五章由王忠祥、谢卫红、周璐、黄伟才、郝晓东编写;第六章由张佃敏、朱景义、周璐编写;第七章由朱景义、周璐、张佃敏编写;第八章由谢卫红、王忠祥、李冰、蒋新编写;第九章由张维智、汤林、谢卫红、张佃敏、王忠祥编写。全书由王忠祥统稿,由张维智和李冰审定。

由于本书涉及技术领域广泛,笔者知识和经验有限,因此书中内容难免有不尽人意之处,敬请广大读者提出宝贵意见,共同促进油田地面水系统工程技术的不断提高。

目录

CONTENTS

第一章 概述	1
第一节 油田注水开发的目的是和优势	1
第二节 采出水处理与注水的地面建设历程及现状	2
第三节 油田采出水处理与注水的发展趋势	4
第二章 采出水特点及达标处理要求	5
第一节 采出水的组成及特点	5
第二节 采出水的出路及指标要求	9
第三章 采出水处理技术	14
第一节 物理化学处理技术	14
第二节 生化处理技术	22
第四章 采出水处理设备及其适应性	26
第一节 传统采出水处理设备	26
第二节 新型采出水处理技术及设备	45
第三节 采出水处理设备适应性评价	58
第五章 采出水处理流程及其适应性	60
第一节 出路为回收利用的采出水处理流程	60
第二节 用于达标外排的采出水处理工艺流程	76
第三节 用于无效回注的采出水处理工艺流程	80
第六章 采出水处理的药剂使用及杀菌技术	81
第一节 采出水处理系统主要常用化学药剂的种类、性能、机理及特点	81

第二节 杀菌技术种类及特点	98
第三节 采出水处理药剂的筛选、存储与投加	118
第七章 含油污泥处理技术	123
第一节 含油污泥处理技术现状	123
第二节 含油污泥处理工艺及设备	125
第三节 含油污泥处理技术发展趋势	131
第八章 油田注水	132
第一节 注水水质标准	132
第二节 注水工艺及流程	145
第三节 注水设备	149
第九章 采出水与注水的生产运行管理	153
第一节 岗位设置与制度管理	153
第二节 生产运行管理	155
第三节 辅助系统管理	159
第四节 注水系统节能降耗优化运行	161
参考文献	192

第一章 概 述

第一节 油田注水开发的目的和优势

原油从地层中流向井筒需要一定的能量,包括边水和底水压头,原生气顶和次生气顶的膨胀,原油中溶解气的释放和膨胀等。在能量充足的油田开发初期,一般依靠地层的天然能量开采原油,即通常所说的“自喷”开采,但是大多数油田天然能量不充足,而且天然能量开采局限性也大,不易控制,作用时间短;天然地层能量发挥不均衡,一般初期大,油井高产,但很快递减,不能实现稳产;油田调整和控制困难,采收率较低。为确保油田持续稳产,提高采收率,采用人工注水的开发方式,是最经济、最有效的措施之一,是实现原油稳产高产的基础,是提高油田采收率的有效途径。目前,我国大多数油田都采用注水开发的方式。

一、油田注水的定义和目的

油田注水是利用注水设备把质量合乎要求的水从注水井注入油层,向油层补充能量,以保持油层压力的生产过程,这个过程称为注水。

油田注水是在依靠天然能量进行开采之后或油田开发早期为了提高采收率和采油速度而广泛采用的一项重要开发措施。注水水源可以选择清水,也可以选择地层采出水,无论选择哪种水源,其水质都必须满足地质开发所提出的要求。

油田进行注水有两个目的:一是保持地层压力;二是驱替孔隙中的原油,提高采收率。

二、油田注水的优势

油田注水有以下几个方面的优势:

(1)保持地层压力、提高采收率。油田依靠地层天然能量采油,除少数有边水补充能量的油藏外,一般采收率不到 20%;而利用注水的开发方式,不仅保持了地层压力,同时也能驱替出孔隙中的原油,其采收率可达到 35%~50%。

(2)维持高产稳产。油田采用注水开发,能够保持或提高油层压力,保证油流在油层中有足够的能量,同时容易调整和控制,维持油田的合理开采速度,使

其长期稳定高产。

(3)变废为利、保护环境。随着油田开发的不断进行,含油污水日益增多,将其处理后回注于地层,既避免了环境污染,又节约了水资源,变废为利,利国利民。

第二节 采出水处理与注水的地面建设历程及现状

一、油田采出水处理与注水的地面建设历程

玉门油田是中国投入注水开发最早的油田,1957年老君庙油田成为当代中国第一个开始注水开发的油田;1960年10月,大庆油田第一口注水井中7排11井开始试注。

早期的注水开发采用清水注水,随着注水开发时间的延长,油田采出液开始见水,1961年9月,大庆油田第一口井中6排13井见水。初期脱出的污水均直接排放,但随着采出水量逐年增大,油田面临采出水必须进行处理的问題。

国内油田于1963年开始研究采出水处理工艺,并于1969年在大庆油田建成并投产了全国第一座采出水处理回注站,以后陆续开始兴建采出水处理回注站,将油田产出的含油污水处理后回注地下。

二、油田采出水处理与注水系统地面建设现状

截至2016年底,油田采出水处理与注水已走过了50余年的发展历程。中国石油天然气股份有限公司(以下简称股份公司)所属各油田共建设各类采出水处理站、注水站及污泥处理站2400座,其中采出水处理站658座、清水处理站463座、注水站1249座、污泥处理站30座;注水管道及污水管道81544km;注水井78468口,形成了规模庞大的采出水、注水地面系统。详见表1-2-1。

表 1-2-1 2016 年股份公司采出水处理站情况表

序号	类别	站数量(座)
1	用于注水的采出水处理站	626
2	用于回用的采出水处理站	20
3	外排及其他用途的采出水处理站	12
4	用于注水的清水处理站	463

续表

序号	类别	站数量(座)
5	含油污泥处理站	30
6	注水站	1249
7	合计	2400

三、油田采出水处理与注水系统运行现状

2016年,股份公司所属各油田全年采出水量 $93337 \times 10^4 \text{m}^3$,处理率达 100%,全年注水量 $102721 \times 10^4 \text{m}^3$ 。详见表 1-2-2。

表 1-2-2 2016 年股份公司采出水量平衡情况表

序号	项目	水量(10^4m^3)
1	注水量	102721
1.1	注采出水	84498
1.2	注清水	18223
2	采出水量	93337
2.1	有效回注量	84497
2.2	无效回注量	2266
2.3	外排量	1224
2.4	锅炉及其他回用量	5350

股份公司各油田针对各自的情况,在技术上针对采出水处理工艺、处理设备、投加的化学药剂等进行了积极的开发和研究,使采出水处理技术得到了很大的发展,同时通过完善组织机构、推行节点控制、强化规章制度执行等管理措施,形成了采出水处理和注水的精细化、常态化管理机制。

通过技术的不断发展和管理的日益加强,股份公司各项生产运行指标获得了稳步提升。2016年股份公司主要生产运行指标如下:

- (1) 采出水处理站综合达标率达 95.82%;
- (2) 注水站综合达标率达 90.49%;
- (3) 井口综合达标率 88.76%;
- (4) 注水系统效率 54.83%。

第三节 油田采出水处理与注水的发展趋势

目前,我国大部分油田已进入石油开发的中期和后期,采出液中的含水率已达到 80%~90%,有的油田甚至已达到 90% 以上,致使每天产生的油田采出水量非常巨大,同时由于油田的注水量需求也越来越大,人们对油田采出水处理后作为油田注水的一系列优势的认可,以油田采出水作为注水水源进行注水开发,仍是油田发展的主要方向。

就目前油田采出水处理技术和注水技术而言,已经形成一系列成熟而稳定的技术。但采出水处理流程过长,药剂投加量大,造成建设投资和生产运行成本较高;注水系统效率较低,能耗较高,与国际先进水平存在一定差距,也是不争的事实。因此,开发高效水处理药剂、研制小型化、标准化的高效水处理设备和注水设备,降低水处理和注水系统成本,将是今后采出水处理及注水技术的主要研究方向。

由于我国环境保护法律日益完善,对油田采出水排放的达标要求越来越严格,人们对环境污染和经济效益之间相互制约关系的认识也日益加深,研究成熟、稳定的油田采出水达标外排处理技术,已越来越受到国内外专家、学者的重视。

第二章 采出水特点及达标处理要求

第一节 采出水的组成及特点

油田开采过程中产生的含有原油的水,称为油田采出水,简称采出水,或称为含油污水。油田采出水的主要来源包括采油污水、洗井污水、钻井污水和干线冲洗水等。

(1)采油污水:主要是从地层中随原油一起被开采出来,并在原油集输过程中与原油分离的地层水。这类水在油田采出水中占比较大,常呈偏碱性,矿化度较高,而且水温高,溶解氧含量较低,含有腐生菌和硫酸盐还原菌,油质和有机物含量高,并含有一定的破乳剂成分。

(2)洗井污水:采油井作业洗井和注水井定期洗井所产生的污水,这类水中主要含有石油类、表面活性剂以及酸碱等污染物。

(3)钻井污水及干线冲洗水:钻井过程中产生的污水或定期冲洗地面注水干线的污水,这类水中主要含有石油类、钻井液添加剂、岩屑等。

油田采出水经过了从原油集输到初加工整个过程,因此,污水中杂质种类及性质都和原油地质条件、注入水性质、原油集输条件等因素有关。另外,洗井污水、钻井污水、干线冲洗水的回收,各类化学药剂的投加,使油田污水的成分更加复杂、水质进一步恶化,但从总体上讲,这种污水是一种含有固体杂质、液体杂质、溶解气体和溶解盐类等较复杂的多相体系。

一、水中杂质的划分

1. 固体杂质的划分

在给水处理领域内,原水中主要含有泥砂,从水处理的角度按杂质粒径的大小划分为4种体系:大于 $100\mu\text{m}$ 叫大颗粒泥砂; $0.1\sim 100\mu\text{m}$ 的杂质叫悬浮物,其中 $0.1\sim 1\mu\text{m}$ 的微粒虽不是胶体但也有布朗运动现象; $10^{-3}\sim 0.1\mu\text{m}$ 的微粒称为胶体,它是给水处理的主要对象,含有粒径小于 $10^{-3}\mu\text{m}$ 微粒的溶液叫真溶液,主要由分子和离子组成。

由于采出水中大颗粒泥砂很少,且极易去除,不作为主要去除对象考虑,故采出水中固体杂质主要划分为悬浮物、胶体和溶解物(表 2-1-1)。

表 2-1-1 采出水中固体杂质分类

分散颗粒	溶解物 (低分子、离子)		胶体颗粒		悬浮物			
颗粒大小	0.1nm	1nm	10nm	100nm	1μm	10μm	100μm	1μm
外观	透明		光照下透明		浑浊		肉眼下可见	

悬浮物: 颗粒直径约为 0.1μm 以上的微粒,这类物质在水中是不稳定的,比较容易除去。水发生浑浊现象,都是由此类物质造成的。

胶体: 颗粒直径为 $10^{-3} \sim 0.1\mu\text{m}$ 的微粒,是许多分子和离子的集合体,有明显的表面活性,常常因吸附大量离子而带电,不易下沉。

溶解物: 颗粒直径为 $10^{-3}\mu\text{m}$ 以下的微粒,大都为离子和一些溶解气体。呈离子状态的杂质主要有阳离子(钠离子 Na^+ 、钾离子 K^+ 、钙离子 Ca^{2+} 、镁离子 Mg^{2+}),阴离子(氯离子 Cl^- 、硫酸根离子 SO_4^{2-} 、碳酸氢根离子 HCO_3^-);溶解气体主要为 O_2 , CO_2 , H_2S 和天然气等。

2. 液体杂质的划分

采出水中含有的液体杂质主要是污油颗粒,目前国内尚无统一的污油颗粒粒径的划分方法,参照给水处理中杂质颗粒的划分方法,从采出水处理角度出发,水中污油颗粒径划分为 4 种。

1) 浮油

粒径大于 $100\mu\text{m}$,按斯托克斯公式计算,上浮时间仅为 2.1min,污水原水中此部分油量约占 25%~50%,它很容易被去除。

2) 分散油

粒径为 $10 \sim 100\mu\text{m}$,污水中此部分油珠尚未形成水化膜,还有相互碰撞变大的可能,靠油、水相对密度差可以上浮去除。需要的时间较长,一般至少 4h 以上,为加快油珠上浮速度,在污水处理时也要加混凝剂。

3) 乳化油

粒径为 $10^{-3} \sim 10\mu\text{m}$,具有一定的稳定性,单纯用静止沉降法无法去除,必须

加混凝剂。从胶体化学角度看,此部分油不完全属于胶体范围,但这部分油由于有布朗运动特性,说明也具有胶体的某些特性。加上油珠粒径很小,单纯靠油、水相对密度差很难靠自然沉降法将其去除,从水处理角度看把此部分油视为胶体即乳化油。

4) 溶解油

其粒径小于 $10^{-3}\mu\text{m}$,一般原水中此部分油仅占总含油量的 1% 以下,在处理过程中也有一定比例的去除,但不作为污水处理的主要对象。在净化水中主要含此部分油。

二、采出水中杂质的组成

油田采出水组成比较复杂,它不仅被原油所污染,而且在高温高压的油层中还溶解了地层水中的各种盐类和气体,在开采过程中从油层中携带许多悬浮固体,在采油、集输和脱水过程中投加了各类化学药剂,同时还含有大量微生物,因此采出水是含有多种杂质的工业废水。

采出水中的细小杂质,按油田污水处理的观点,由以下几种物质组成:

(1) 悬浮固体。其颗粒直径范围一般为 $0.1\sim 100\mu\text{m}$,主要包括以下几大类:

① 泥砂。粒径为 $0.05\sim 4\mu\text{m}$ 的黏土、 $4\sim 60\mu\text{m}$ 的粉砂和大于 $60\mu\text{m}$ 的细砂。

② 各种腐蚀产物及垢。 Fe_2O_3 , CaO , MgO , FeO , CaSO_4 和 CaCO_3 。

③ 细菌。硫酸盐还原菌($5\sim 100\mu\text{m}$)和腐生菌($10\sim 30\mu\text{m}$)。

④ 有机物。胶质沥青质类和石蜡等重质油类。

(2) 胶体。粒径为 $10^{-3}\sim 0.1\mu\text{m}$,主要由泥砂腐蚀结垢产物和微细有机物构成,物质组成与悬浮固体基本相似。

(3) 分散油及浮油。污水原水中一般含有 $500\sim 1000\text{mg/L}$ 的原油,其中 90% 左右是粒径为 $10\sim 100\mu\text{m}$ 的分散油及大于 $100\mu\text{m}$ 的浮油。

(4) 乳化油。污水原水中一般有 10% 左右的粒径为 $10^{-3}\sim 10\mu\text{m}$ 的乳化油。

(5) 溶解物质。在污水中处于溶解状态的低分子及离子物质,主要包括:

① 溶解在水中的无机盐类,基本上以阳离子和阴离子形式存在,其粒径为 $0.001\mu\text{m}$ 以下,主要包括 Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , Na^+ , Fe^{2+} , Cl^- , HCO_3^- 和 CO_3^{2-} 等,此外,还包括烷酸类等有机溶解物质。

② 溶解的气体,包括溶解氧、二氧化碳、硫化氢、烃类气体等,其粒径为 $3\times 10^{-4}\sim 5\times 10^{-4}\mu\text{m}$ 。

三、采出水的特点

油田地质条件比较复杂,油层埋藏深度也不一样,岩层温度、压力也不一致,油层地下水流经地层矿床各异,与矿床接触时间也不相同,主要离子含量差异较大,所以各油田采出水的性质也不一样;或者同一油田开采层位的不同,采出水的性质差异也很大。一般具有矿化度高、水温高以及含有 H_2S , CO_2 和 O_2 等有害气体和大量成垢离子等特点。

(1) 水温较高。一般污水温度为 $40\sim 50^\circ\text{C}$ 。个别油田有所差异,如稠油油田为 $60\sim 80^\circ\text{C}$,大庆油田一般为 40°C 左右。但近年来,随着不加热集输工艺的推广,进入采出水处理站的水温也在不断地下降,如新疆克拉玛依的 81 站的污水水温为 25°C 左右。

(2) 矿化度高。不同油田及同一油田不同的污水处理站其采出水矿化度有很大差异,低的仅有数百毫克每升,高的达数十万毫克每升,大庆油田一般为 4000mg/L 左右。部分油田采出水处理站原水水质情况见表 2-1-2。

表 2-1-2 部分采出水处理站原水水质情况表

油田	站名	矿化度 (mg/L)	主要离子含量 (mg/L)						
			$\text{K}^+ + \text{Na}^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	CO_3^{2-}
大庆	喇二联	3674	1184	10	1.2	833	0.0	1550	96
长庆	五里湾	28830	7757	2168	531	16607	1399	369	0
新疆	81# 站	9990.8	3798.7	121.8	34.6	4911.1	110.3	2028.7	0
	陆梁	22309	8132	440	33	12532	850	640	0
辽河	兴一联	2983	887.8	8	4.9	326	0.0	1672	84
塔里木	塔中	126831	46027	2813		75345	1894	684	0
	轮南	234698	80036	9495		143601	116	205	0
青海	尕斯	121288	55714	2120	848	60566	1754	286	0
吐哈	温米	29497	5023	2066	83.5	10895	503	536	0
冀东	高一联	1387	340	17.4	3.02	252	36	720	0
华北	雁一联	2709	929.7	29.3	7.8	1179	11	552	0
大港	枣一联	28504	9805	739	74	17375	18	492.5	0

(3) 含有一定量的悬浮固体。如泥沙, 包括黏土、粉沙和细沙; 各种腐蚀产物及垢, 包括 Fe_2O_3 , CaO , FeS , CaCO_3 和 CaSO_4 等; 细菌, 包括硫酸盐还原菌 (SRB)、腐生菌 (TGB) 及铁细菌、硫细菌等; 有机物, 包括胶质沥青质类和石蜡类等。

(4) 含有一定量的原油。以乳化油、分散油等形式存在, 以及一定量的胶体物质。

(5) 溶解有一定量的气体。如溶解氧、二氧化碳、硫化氢、烃类气体等, 以及溶有一些环烷酸类等有机质。

(6) 残存一定数量的化学药剂。

第二节 采出水的出路及指标要求

油田采出水的最终出路有 3 种, 即回收利用、自然排放和无效回注。根据采出水的组成和特点, 无论选择哪种出路, 都需要进行净化处理, 以满足相应的指标要求。

回收利用主要包括注水开发油田的驱油注水和稠油开发的注汽锅炉给水。驱油注水指标以不堵塞地层、控制注水压力为核心, 要求必须对水中的油、悬浮固体、悬浮固体颗粒粒径中值以及细菌等指标进行控制; 稠油开发所产生的污水, 处理后回用于热采锅炉的给水, 要满足热采锅炉给水的水质标准, 以保障软化设施和锅炉正常、安全运行。

自然排放是将多余污水处理后排放, 排放指标则主要是为了减少对水体的有机物污染, 按照我国综合污水排放标准, 除对石油类和悬浮固体等指标进行控制外, 还要对化学需氧量 (COD) 等排放指标进行控制。

无效回注的控制指标主要是污水中的污油、悬浮固体、悬浮固体颗粒粒径中值, 以避免污油、悬浮物等杂质堵塞地层, 降低无效回注井的吸水能力, 影响回注效果, 与回用相比, 无效注水的控制指标相对宽松。

一、回收利用

1. 油田注水

油田采出水最主要的回用途径是油田注水。

油田采出水注入地层后, 水中所含有的污油和悬浮物等污染物容易堵塞地

层空隙,降低注水油田开发效果,因此要求油田采出水注入地下前必须进行处
理,严格控制水中的悬浮物和含油等多项指标。

经过处理后的采出水回注,对水质基本要求如下:

- (1)水质稳定,与油层水相混不产生沉淀;
- (2)水注入油层后,不使黏土矿物产生水化膨胀或悬浊;
- (3)水中不得携带大量悬浮物,以防堵塞注水井渗滤端面及渗流孔道;
- (4)在运行条件下注水不应结垢;
- (5)注入水对水处理设备、注水设备和输水管线腐蚀性要小;
- (6)不能造成注水井的吸收能力迅速下降,为了使注水井保持一定的吸收能力。

根据注入层的平均空气注入率,制定了注入水水质的行业推荐标准,即 SY/T 5329《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》,规定含油、悬浮物、粒径中值等指标的最低标准,详见表 2-2-1。同时,中国石油各油田公司在行业标准的基础上,结合各自油田区块的自身特点,制定了适合自己油田的注水水质标准。

表 2-2-1 推荐水质主要控制指标

注入层平均空气渗透率(D)		≤ 0.01	0.01~0.05	0.05~0.5	0.5~1.5	> 1.5
控制 指 标	悬浮固体含量	≤ 1.0	≤ 2.0	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 30.0
	悬浮物颗粒直径中值 (μm)	≤ 1.0	≤ 1.5	≤ 3.0	≤ 4.0	≤ 5.0
	含油量(mg/L)	≤ 5.0	≤ 6.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 50.0
	平均腐蚀率(mm/a)	≤ 0.076				
	硫酸盐还原菌(个/mL)	≤ 10	≤ 10	≤ 25	≤ 25	≤ 25
	腐生菌(个/mL)	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
	铁细菌(个/mL)	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$

注:(1) $1 < n < 10$ 。
(2)清水水质指标中去掉含油量。

2. 注汽锅炉回用

由于稠油具有高黏度的特性,稠油油田大多采用向油层注入饱和蒸汽的热采开发方式。通过注汽锅炉生产饱和蒸汽会消耗大量的水资源和热能,因此将

温度较高的稠油污水处理满足要求后回用于注汽锅炉,生产饱和蒸汽,是稠油污水最重要的出路。

稠油采出水回用于注汽锅炉,其水质必须满足注汽锅炉对于水质的要求。

当稠油采出水用于直流注汽锅炉回用时,需要严格控制水中的钙、镁等易结垢的离子含量、总矿化度以及水中的油含量,其水质指标主要执行石油行业标准 SY/T 0027 《稠油注汽系统设计规范》。由于热采锅炉用水水质指标对处理成本影响很大,为简化工艺降低成本,辽河油田在大量实验的基础上,对原标准的二氧化硅指标进行了有条件的放宽,修订了 SY/T 0027 《稠油注汽系统设计规范》,形成了最新的 2014 版标准。注汽锅炉(蒸汽干度不大于 80%)的给水水质部分指标要求详见表 2-2-2。

高干度或过热蒸汽的注汽锅炉给水指标,没有统一的标准规范,但应满足所选设备自身给水水质指标要求。

表 2-2-2 注汽锅炉水质主要控制指标

序号	项目	数量	备注
1	溶解氧(mg/L)	≤ 0.05	
2	总硬度(mg/L)	≤ 0.1	以 CaCO ₃ 计
3	总铁(mg/L)	≤ 0.05	
4	二氧化硅(mg/L)	≤ 50	当碱度大于 3 倍二氧化硅含量时,在不存在结垢离子的情况下,二氧化硅含量不大于 150mg/L
5	悬浮物(mg/L)	≤ 2	
6	总碱度(mg/L)	≤ 2000	
7	油和脂(mg/L)	≤ 2	
8	可溶性固体(mg/L)	≤ 7000	
9	pH 值	7.5~11	

3. 其他回用措施

油田采出水除了回用于油田注水和注汽锅炉外,经简单处理后,还可用于采出液集输掺水及注水井洗井。由于采出液集输过程中所掺采出水仍存在于系统中,注水井洗井所用采出水最后仍回收到采出水处理系统,故这利用方式并不属于解决采出水出路的途径,且这部分水量很少,本书不进行详细论述。