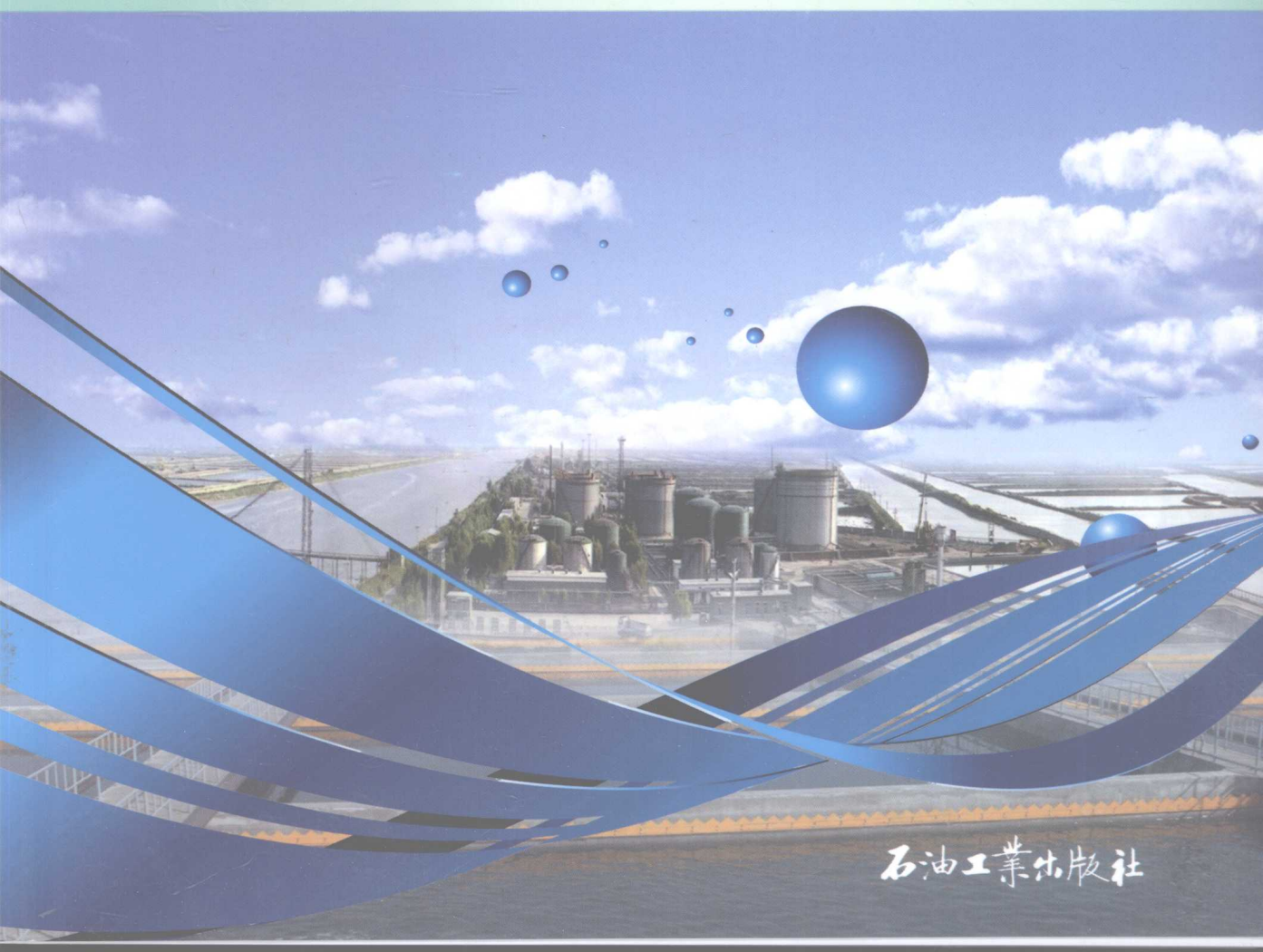




中国石油天然气股份有限公司

2008年油气田水系统 技术交流会论文集

中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司 编



石油工业出版社

中国石油天然气股份有限公司 2008 年油气田水系统技术交流会论文集

中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司 编

石油工业出版社

内 容 提 要

本书是中国石油天然气股份有限公司第一届油气田水系统技术交流会论文集。阐述了公司当前油气田水系统的新工艺、新技术、新材料和新设备,内容涉及油气田水系统生产的主要方面。共收集论文 51 篇,其中管理类论文 5 篇,采出水处理技术类论文 27 篇,含油污泥处理技术类论文 7 篇,注水技术类论文 6 篇,其他类论文 6 篇。

本书可供油气田地面工程的管理人员、技术人员等参考使用。

图书在版编目 (CIP) 数据

中国石油天然气股份有限公司 2008 年油气田水系统技术交流会论文集/
中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司编. —北京:石油工业出版社, 2009. 2

ISBN 978 - 7 - 5021 - 6916 - 9

I. 中…

II. 中…

III. 油气田 - 水处理 - 文集

IV. TE357. 6 - 53

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2008) 第 195451 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.cn

发行部: (010) 64523620

经 销:全国新华书店

排 版:北京时代澄宇科技有限公司

印 刷:石油工业出版社印刷厂

2009 年 2 月第 1 版 2009 年 2 月第 1 次印刷

787 × 1092 毫米 开本: 1/16 印张: 26.75

字数: 685 千字 印数: 1—1000 册

定价: 98.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

《中国石油天然气股份有限公司 2008 年油气田水系统技术交流会论文集》

编 委 会

主 任：赵政璋

副主任：王元基 马新华 刘喜林 孟宪杰

委 员：（按姓氏笔画排序）

王怀孝 孙铁民 刘飞军 朱泽民 李 冰 汤 林

张维智 杨清民 赵政超 黄新生 谢加才

主 编：汤 林

副主编：李 冰 张维智

序

油气田水系统是油气田生产的组成部分，是建设科技油田、绿色油田、和谐油田，控制建设投资和生产成本的重要方面，也是促进安全环保，体现节能降耗，实现国家发展循环经济、节能减排的重要环节。

“十五”以来，中国石油油气田水系统工作取得了很大的成绩，油田采出水达标外排处理工艺、稠油污水回用锅炉处理工艺、三次采油污水处理工艺等创新工艺技术的成功应用，实现了油田采出水无害化处理和资源化利用，为环境保护、节能节水和发展循环经济做出了贡献，发挥了示范作用。新工艺、新技术、新设备不断被推广应用，污水达标外排量逐年减少，污水有效回注和稠油污水回用锅炉量逐年上升，水系统成为中国石油生产的基础工作，已经具备了扎实的理论基础和完善的专业体系。

2008年4月召开的“中国石油第一届油气田水系统技术交流会”，征集了51篇论文，内容涉及油气田污水处理、注水、污泥处理等领域，基本反映了目前中国石油油气田水系统的工艺技术水平，具有很高的学术价值和借鉴意义。会议论文的汇集出版，将对进一步系统总结中国石油“十五”以来油气田水系统工作取得的经验和教训，加强交流和合作，提高技术和管理水平起到十分重要的作用。



目 录

成绩卓著而任重道远——浅谈采出水处理的发展之路	孟宪杰 李 冰 孙铁民等 (1)
大庆油田污水处理系统存在问题及技术措施与效果	古文革 白春云 石 波等 (9)
辽河油田稠油污水回用热注锅炉研究与应用	刘喜林 赵政超 谢加才等 (17)
油田采出水离子调整旋流反应污泥吸附法处理技术研究与应用	孙晓岗 张学鲁 冉蜀勇等 (52)
含油污泥热解处理与利用研究	王万福 杜卫东 何银花等 (80)
低成本污水杀菌技术的试验与应用	赵昕铭 陈 忻 霍夙彦等 (85)
生化处理技术在油田采出水中的应用	杜伟强 (99)
油田含油污泥焚烧处理技术研究	冯久鸿 谢加才 李 琦等 (107)
硅藻土污水处理技术	乔伟雄 马汝彦 (112)
沉降罐加气浮技术试验研究	房 永 陈忠喜 夏福军等 (115)
油田采出水生物处理技术研究进展	谢加才 张 琳 张立柱 (124)
大庆特低渗透油田应用 PVC 合金中空纤维膜处理含油污水的试验	杨晓峰 李 影 马 骏等 (129)
微生物法解决油水处理系统硫化物问题的技术实践	张广福 谢成君 (135)
低渗透油田注水系统节能效果分析	孙殿国 马文雅 (144)
大港油田注水工艺系统节能降耗技术研究与应用	邹晓燕 项 勇 赵昕铭等 (152)
清污混注可行性技术研究	宋利翔 苏松 张永恒 (159)
油田含油污泥处理工艺技术探讨	陈 荣 谢 焜 严国民等 (166)
川东地区气田水处理回注分析	黎洪珍 艾天敬 宋 伟等 (173)
油田采出污水生化处理站运行探讨	王保民 李瑞莲 刘天江等 (179)
东河油田污水处理系统优化	孙剑毅 程开河 熊大贵等 (190)
分析存在问题 加强技术攻关 优化改进措施 提高注入水质	张 伟 田晓川 (195)
强化油田注入水质的技术管理 确保大庆萨南油田的可持续发展	周 挺 (206)
加强水质的精细化管理 为注水开发油田提供基础保障	杨福忠 罗世俊 (211)
水处理技术在花土沟油田的应用	罗 剑 兰为民 (215)
青海尕斯油田注入水水质达标对策研究	窦红梅 孙 洪 黄 辉等 (222)
加强工艺改进 优化系统运行方案 精细管理 提高水质指标	陆 伟 蒋余巍 董训长等 (233)
油田采出水膜处理技术研究进展及认识	孟宪杰 谢加才 赵政超 (239)
油田采出水处理技术现状与发展趋势	谢加才 (247)
油田深度处理污水硬度分析方法优选及改进	张 英 张艳芳 齐先有等 (265)
稠油污水回用湿蒸汽发生器水质技术指标——二氧化硅的确定研究	刘喜林 张 英 齐先有等 (270)

三元复合驱采出水聚丙烯酰胺浓度测定的研究	江 能 张秀虹 高君清等	(280)
特低渗透油田水质处理技术应用效果分析	衣 涛 彭秀娥 卢艳春等	(286)
污水处理工艺中污泥稠化工艺技术研究	吴 浩 闵常忠 万亚辉	(295)
喇嘛甸油田污水处理工艺完善及应用技术研究	刘道江	(299)
箱房型密闭加药装置的模块化设计与应用	蒋余巍 赵丽宏 陈 薇等	(312)
大港油田外排污水处理技术研究与应用	严国民 牟桢永 陈 荣等	(316)
污水处理工艺技术在�港油田的应用分析	项 勇 史明义 赵昕铭等	(330)
高效净水药剂的研究与应用	谢加才 王宝峰 张 琳等	(342)
辽河油田污水深度处理工程 EPC 模式实践	吴德兴 杨 顺	(348)
污水沉降罐自动强排泥技术在辽河油田的应用	彭振祥 马汝彦	(353)
油田污水处理用高分子絮凝剂的研究进展	武斌安	(355)
大庆油田采出水处理站在用过滤器结构改造总结	李树柏 刘 水 彭 林等	(360)
氯连续再生接触氧化法在辽河油田清水处理中的应用	赵 艳	(364)
液体黏性调速离合器在油田注水系统的应用	武斌安 王宝峰 赵 艳	(370)
集污斗过滤技术现场试验	沈宝明 华丽威 王志勇	(377)
硫化物处理技术现场试验	卢东风 刘春丽	(381)
注水系统节能技术应用分析	杨福忠	(384)
被原油污染土壤的生物修复技术评价方法研究	马 骏 杨晓峰 李建平等	(389)
油田含聚污水处理中溶气气浮、气液反冲洗一体化新工艺技术研究	季 冀 周 挺 郭新林	(399)
特低渗透油田含油污水处理工艺的创新及应用	石 波 梁文义	(407)
弱碱三元复合驱化学防垢剂研究	田晓川	(415)

成绩卓著而任重道远——浅谈 采出水处理的发展之路

孟宪杰¹ 李 冰² 孙铁民² 汤 林¹

(1. 中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司 2. 中国石油规划总院)

摘要:本文全面回顾和总结了“十五”及“十一五”前三年中国石油天然气股份有限公司(以下简称股份公司)在采出水处理方面取得的成绩,重点分析了“十五期间”采出水处理存在的主要问题和“十一五”面临的形势,并针对性地提出了“十一五”及后期的发展思路以及需要开展的工作。

关键词:采出水处理 回顾 发展思路

一、“十五”及“十一五”前三年采出水处理发展回顾

“十五”至“十一五”前三年,股份公司各油田几乎都进入了高含水期开采,采出液平均综合含水率已达 80% 以上,采出水量逐年上升,由 2001 年的 $49398 \times 10^4 \text{m}^3$ 上升至 2007 年的 $62957 \times 10^4 \text{m}^3$,上升了 21.5%,采出水处理已成为油气田发展的重要因素之一。

1. “十五”及“十一五”期间股份公司采出水处理取得的主要成绩

1) 采出水外排回灌量逐年减少,回注率不断攀升。

“十五”至“十一五”前三年,随着技术的进步、节水工作的开展以及环保排放要求的日益严格,股份公司各油气田加大了对采出水处理回注的力度,2001—2007 年,股份公司的采出水回注率逐年上升,由 2001 年的 86.55% 上升至 2007 年的 90.90%,上升了 4.35 个百分点,达到了较好的效果。股份公司采出水排放和回灌量呈逐年递减趋势,分别由 2001 年的 $3470 \times 10^4 \text{m}^3$ 和 $3223 \times 10^4 \text{m}^3$ 下降至 2007 年的 $3050 \times 10^4 \text{m}^3$ 和 $2646 \times 10^4 \text{m}^3$,分别下降了 12.11% 和 17.9%,极大地减轻了环保的压力(见表 1)。

表 1 2001 年至 2007 年股份公司排水情况统计表

序号	指标	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年
1	年采出水量($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	49398	50716	52208	53321	56970	59087	62957
2	采出水回注水量($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	42755	44503	46064	47224	51045	53297	57261
3	外排水量($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	3470	3420	3360	3359	3250	3170	3050
4	回灌水量($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	3223	2793	2784	2738	2675	2620	2646
5	采出水回注率(%)	86.55	87.75	88.23	88.60	89.6	90.2	90.9

2) 采出水处理工艺技术取得重大进步,新技术新设备不断被推广应用,采出水达标率不断提高。

“十五”及“十一五”前三年,股份公司各油气田对采出水处理很重视,在重力沉降、气浮等传统处理工艺的基础上对新工艺、新设备、高效化学药剂等进行了积极的研发和应用,使采出

水处理技术得到了很大的发展,采出水处理呈现一片欣欣向荣的局面。

新疆油田、辽河油田在多年试验的基础上,分别采用水质稳定与净化技术、气浮+化学除硅的方法,成功地将稠油污水处理后回入热采锅炉,大大地减少了清水的消耗量,也为稠油污水找到了新的出路。特别是辽河油田在试验研究的基础上,对进入热采锅炉的污水水质标准进行了改进,简化了稠油污水的处理工艺,具有非常重要的意义。

大庆油田将横向流含油污水聚结除油技术应用于油田聚合物驱采出水处理,与常规沉降工艺相比,简化了工艺流程,节省占地 50% 以上,节省基建投资 10% 以上。

吉林油田在重力沉降工艺的基础上,通过研制高效絮凝剂,成功解决了因常温不加热集输带来的采出水温度低、乳化现象严重、不宜沉降处理的问题,具有极大的推广价值。

冀东油田进一步加大采出水达标外排处理力度,积极推广 A/O 生物法处理采出水,采出水的外排达标率不断提高,为其他油田采出水达标排放提供了很好的借鉴作用。

大港油田在岩心伤害试验的基础上,优化了采出水回注指标,简化采出水的处理工艺。

在过滤设备方面,各油田积极推广核桃壳、改性纤维球等高效过滤技术,过滤滤床向着滤料轻质化、滤层深床化、滤料清洗机械化、操作自动化方向发展,过滤滤速由普通砂滤罐的 8 ~ 12m/h 提高到 15 ~ 40m/h,极大地提高了采出水处理的系统效率。

新技术、新工艺的应用,使采出水达标率不断提高,如新疆油田推广水质净化与稳定技术,新建和改造了 11 座含油污水处理站,使得采出水达标率由 2000 年的 27%,上升到 2005 年的 96%,取得了长足的进步。

目前,还有许多项新技术正在试验阶段,如大庆油田 PVC 合金中空纤维膜处理含油污水的试验研究、沉降罐+气浮的试验研究、微生物法解决硫化物的试验研究;辽河油田的含油污泥焚烧处理技术研究等,都为采出水处理未来的发展提供了新的发展空间。

2. “十五”及“十一五”前三年股份公司采出水处理存在的主要问题

由于油田采出水量大、面广、种类繁多,三次采油、污水污泥外排,稠油及特稠油油藏开发、低渗及特低渗透油藏开发等,加大了采出水处理的难度,使“十五”期间,股份公司采出水处理也暴露出诸多矛盾和问题。

1) 采出水处理难度增大,处理流程长、系统效率低,不达标的现象还很严重。

“十五”及“十一五”前三年股份公司采出水处理不达标的问题还很突出,究其原因,除管理上的问题外,处理难度增大是制约处理达标的主要因素,具体体现在以下几个方面。

(1) 采出水成分复杂,污水乳化现象严重。

随着油田开发建设的进行,采出水水质也与油田开发初期发生很大变化,地面工艺为集输脱水、防腐防垢,加入流动改性剂、破乳剂、缓蚀剂、防垢剂、降黏剂等;采油工艺根据需要在井筒中加入杀菌剂、缓蚀剂、防垢剂,再加上酸化压裂、解堵调剖,三次采油,使采出水成分相当复杂,污水乳化现象严重,油水悬浮固体分离难度增大,处理后的水质达标困难。

(2) 原水中悬浮固体总量不断增加。

随着油田开发时间的延长,油田开发层位由只开采中高渗透层转向同时又开采低渗透薄差油层和表外储层,采油方式也经历了自喷、机械采油等过程,这些都是导致原水中悬浮固体总量增加、固体颗粒明显变细,颗粒难以聚并和去除的主要因素。另外,原水中硫酸盐还原菌数量的增加,导致了系统中生成大量的硫化亚铁胶态颗粒,使原水中杂质增多。例如大庆油田悬浮固体颗粒含量及粒径就发生了较大的变化(见表 2)。

表2 大庆油田开发过程中悬浮固体颗粒粒径与数量变化

年份(年)	颗粒总数(10^5 个/ $50\mu\text{L}$)	$\leq 2.0\mu\text{m}$ 的体积占总体积的百分数(%)
1995	0.8~1.0	50~60
1999	1.2~2.0	50~62
2000	1.9~3.1	55~89
2002	4.5以上	60~96

(3)西部油田采出水矿化度高造成系统腐蚀严重。

克拉玛依、长庆、塔里木等油田采出液矿化度含量远高于其他油田,通常在 $10^3 \sim 10^5 \text{mg/L}$ 数量级之间,如塔中4油田矿化度高达 $20 \times 10^4 \text{mg/L}$,致使系统腐蚀严重,各处理构筑物的效率在逐年下降。针对高矿化度采出水,除做好密闭隔氧和防腐外,目前还没有其他很好的手段。

(4)采油方式及集输工艺的变化,加大了采出水处理的难度。

一方面,随着股份公司三次采油的开发建设,采出污水中聚合物和三元化学剂含量直接导致采出水黏度成倍增大,油水乳化程度加大,油、水、泥的分离难度增大,且原水中的含油量、含泥量的相应增加,进一步增加含油污水的处理难度,导致污水在系统中停留时间长,系统效率低。

另一方面,随着高含水老油田不加热集输的逐步推广,使进入污水处理系统的采出水温度降低,水相黏度增大,致使处理难度加大。

(5)低产低渗油田地层渗透率低,注水水质严格,对采出水达标回注提出了更高的要求。

由于低产低渗油田属低渗透油田,地层渗透率低,注水水质要求很严格,如《碎屑岩油藏注水水质推荐及分析方法》(SY/T 5329—1994)将渗透率小于0.10D的低渗透油田注水指标推荐为含油不大于 5.0mg/L ,悬浮物含量不大于 1.0mg/L ,粒径中值不大于 $1.0\mu\text{m}$,非常严格。对过滤段的要求很高,目前高效的过滤器还很匮乏,因此导致采出水处理工艺流程冗长而且复杂,有些油田甚至在过滤段采用3级甚至4级过滤,增加了地面工程投资和运行费用。

2)不按规定操作,加药、排泥、更换滤料不及时、维护不到位等造成处理后采出水水质不合格的矛盾也很突出。

在近几年原水含泥量不断增加的情况下,积泥量增大,排泥周期明显缩短,有时1~2个月即可充满沉降罐底部积泥区,不及时排泥的现象还十分普遍,造成污水恶性循环、水质变差。同时部分油田为节省运行费用,对需要投加的杀菌剂和混凝剂等化学药剂实行少加或不加,有时也不及时进行滤料再生和补料、换料,这些问题直接造成出水水质不合格。

3)含油污泥的无害化处理工艺亟待解决和突破,采出水不达标外排和无效回灌现象很严重,环保压力依然很大。

目前,含油污泥、钻井液以及废弃滤料等油田废弃物由于尚无完善的处理配套工艺,各油田基本未能实现无害化和再利用处理,也基本没有解决污泥的最终出路。另外由于受边零散区块、特低渗透区块油田及气田开采以及注采不平衡等诸多方面因素的影响,股份公司每年还约有 $6000 \times 10^4 \text{m}^3$ 的采出水外排和回灌。随着国家环保法律法规的完善,环保压力很大。

4)气田采出水的出路问题一直没有得到很好的解决。

气田不同于油田,一般不需要注水开发,因此气田采出水基本上无法实现有效利用,过去由于国家规章制度不完善,执法监督不严,部分气田采用外排气田水方式进行开发。随着国家环境保护标准日趋严格,原采取外排方式的气田生产受到很大影响,被迫采用集中回灌或集中

蒸发处置的方式,有的气田甚至被迫关井。目前老气田采出水量仍在逐年上升,水气比基本已达到 $18\text{m}^3/10^4\text{m}^3$ 。目前西南油田分公司一些气田由于输水系统不完善,部分气井所产气田水为避免排放只能通过车辆拉运集中回灌,导致气田水运输成本高,加之气田路况差,运输过程安全隐患也很大。

二、“十一五”后期及“十二五”采出水处理面临的主要形势

“十一五”后期及“十二五”期间,随着股份公司的持续上产、老油田含水率的逐渐上升,开发方式的变化、老油田二次开发、地面工程的调整改造以及新领域的扩展等,都对采出水处理带来严峻的挑战。

1. 油气田地面建设难度加大

第一,“十一五”及今后一段时期内,低产低渗、超稠油、高含硫天然气等难动用储量的开发将呈逐年上升趋势,尤其是低产低渗油藏的开发带来了“多井低产”问题,对达标回注的要求越来越高。

第二,随着油气开发中心向西部的转移,新开发油田多为山地、黄土塬、戈壁、沙漠等,并且社会环境复杂,地面建设条件、生产条件和管理难度日益加大。

第三,滚动开发方式仍将是“十一五”及今后的重要开发方式。滚动开发方式增加了采出水处理系统、注水系统地面建设规模、布局的难度,但地面系统必须适应。

2. 东部老油田进入总递减阶段,导致地面调整工作量增加

经过几十年的开发,以大庆油田为代表的东部老油田已经进入开发后期总递减阶段,地面系统总体呈“油减水增”的趋势。为此造成了与“油”有关的原油稳定、外输、油田气处理及轻烃回收等系统负荷率下降幅度较大,效率降低,而采出水处理、注水等系统超负荷运行、能力不足,很难满足处理要求,区域及系统负荷不均衡的矛盾将日益突出,成为制约油田正常平稳生产的“瓶颈”。

3. 老油田二次开发,地面配套设施的适应能力能否满足需要的问题

油田二次开发就是在对老油田充分挖潜的基础上,通过集成配套现有技术并研发新工艺、新技术,大幅度提高二次采收率,实现高效、安全、环保、节能开发的方式。

但根据目前掌握的资料,老油田的二次开发和目前老油田常规递减相比,其注水量和产液量往往会发生较大的变化。以新疆油田采油一厂、采油三厂为例,根据该区域油田二次开发指标预测,至2012年该区域产液量与现在相比,增加了约4倍。如此大的液量,无疑会造成采出水量、污泥量大大的增加,已建的采出水和污泥处理系统、处理工艺、处理成本能否适应二次开发建设“科技油田、绿色油田、和谐油田”的需要,成为影响油田二次开发的重要因素。

4. 安全环保压力日益增大

一方面,老油田随着生产年限的增长,设施和管网的腐蚀老化是不可避免的,特别是更新改造不能及时,事故隐患就容易存在。二是环境保护压力大,随着国家环境保护法律日益完善,对采出水和含油污泥的达标排放要求更加严格,如新出台的排污收费标准规定含油污泥未经无害化处理每年需缴纳1000元/t排污费,股份公司年产生含油污泥约 $33 \times 10^4\text{t/a}$,如不进行有效治理每年需要缴纳3.3亿元排污费,是目前的6倍。同时尽管近年来各油田进行治理油气生产污染物的治理,取得了一些效果,但因欠账较多,工艺技术复杂,治理难度大,因环保

问题被罚款的现象时有发生。

5. 新的业务领域拓展对地面建设提出了新的要求

随着股份公司加大对滩海、煤层气以及油砂资源等新领域的不断拓展,许多以前没有遇见的新问题、新情况都对采出水处理提出了新的要求。

例如,煤层气开发带来的采出水的出路问题,在煤层气开采阶段每 1000m^3 煤层气产水约 $2\sim 3\text{m}^3$,矿化度含量约 $2000\sim 5000\text{mg/L}$ 之间,且多掺杂煤粉,多呈黑色。直接排放不但造成水资源的浪费,而且由于矿化度高,直接排放势必对天然水系或农田灌溉产生不良影响,既不能满足国家有关排放和灌溉标准的要求,也不能参照气田作法进行无效回注,因此必须要为其寻找新的出路。

三、“十一五”后期及“十二五”期间采出水处理发展的总体设想

“十五”及“十一五”前三年,股份公司在采出水处理的技术、设备等方面都取得了长足的进步,成果喜人,成绩卓著。但采出水处理“十五”期间存在的流程过长、效率低、处理水质不能全部达标等问题,以及三元复合驱采出水处理、含油污泥的无害化处理等问题,都还没有很好的解决,同时,随着“十一五”期间股份公司新的业务领域拓展、地面建设难度的逐步加大,采出水处理任重而道远。

本文根据“十五”及“十一五”前三年股份公司采出水处理存在的问题,并结合“十一五”后期及“十二五”发展的形势,提出以下的发展思路及技术对策。

1. 指导思想

以“环保、节能节水”为宗旨,以提高水质达标率为目标,围绕制约油气田采出水处理的瓶颈技术,加强科技创新和技术交流,强化生产管理,加大新技术、新设备的推广应用力度,不断优化采出水处理工艺,全面提升采出水处理技术和管理水平。

2. 发展思路及技术对策

1) 以科技为先导,自主创新,加快瓶颈技术的攻关。

在“十一五”后期及“十二五”期间,各油田要加大采出水处理瓶颈技术攻关的力度,对科技研发要敢于花大力气投入,要积极倡导以科技为先导,勇于自主创新,必要时可借助国外和国内科研机构的研究力量,要勇于为国外和国内科研机构进入油田开绿灯。

针对“十五”及“十一五”期间采出水方面存在和面临的问题,要在股份公司内部有针对性地形成一套完整的科研攻关、推广的管理体系,各油田、各科研机构发挥各自优势,在统一规划的基础上,分工明确,有步骤、有计划地开展科研攻关课题,并集中总结各油田、各科研机构的科研成果,在股份公司内部加以推广。

2) 进一步贯彻“优化简化”的发展战略,逐步提高采出水的处理效率。

“老油田简化、新油田优化”的发展战略不能仅仅停留在理论研究上,要加强对已建工程经验的总结,要进一步在以往工程经验的基础上去优化、精雕细刻;要敢于对保守的、低效的工艺技术动手术,如没有把握,可在工程设计前开展必要的试验研究。

2006年7月,塔里木油田分别立项对塔中4和轮一联采出水处理站进行改造。改造前,塔里木油田分公司不是急于确定处理工艺和设计参数,而是分别委托大庆油田和新疆油田设计院根据各油田的水质特性进行试验研究,并在试验的基础上确定了工艺和参数,塔里木油田

的作法值得推广。

3) 加强各油田间的技术交流,认真总结和推广适用有效的采出水处理技术。

“十一五”后期及“十二五”期间,各油田间的技术交流应该进一步加强,要避免一个油田错误和失败在另外一个油田重复出现的情况发生。同时对本油田采用的各项水处理技术的技术界限、存在的问题等要认真总结,对适用有效的采出水处理技术要在股份公司内部加以推广。

4) 建设专业化的管理队伍,加强科学管理,并逐步尝试采出水处理业务的市场化进程。

管理不善是造成采出水处理不能达标的一个重要原因,尤其对于专业性更强的领域,如采出水达标外排、稠油污水深度处理以及三元驱采出水处理等,要建设专业化的管理队伍,必要时可成立专业化的水务公司,加强科学规范的管理,才能确保科技创新技术的应用效果,意义重大。

另一方面,可逐步尝试采出水处理业务的市场化,引进市场机制,可尝试 TOT(一般指政府或者需要融入现金的企业,把已经投产运行的项目移交给出资方经营,并一次性从出资方那里融得一笔资金,用于建设新项目,经营期满后,出资方再移交回来,不存在产权和股权问题)、PPP(一般指政府与民间投资人合作投资基础项目,政府将投资经营权授予投资运营商,同时给予政策和资金的支持,经营期满后,有偿或无偿转交政府)和 BOT(一般指获得特许经营的投资人,在特许经营期内,投资建设某项目,经营期满后,无偿将设施移交回政府)等多种建设方式,引进先进的技术和管理经验、资金,从而提高采出水处理业务的能力和水平。

5) 加强研究,做好拟开发油藏建设的技术储备。

随着股份公司加大对滩海、煤层气以及油砂资源等新领域的不断拓展,要提前做好技术储备工作,不能临时抱佛脚。

可委托技术力量雄厚的单位,分别负责各拟开发油藏采出水处理的技术攻关和储备,做好前期准备工作。

3. 下一步重点开展的工作

结合“十五”期间采出水处理在技术、管理等方面的问题,本文提出采出水处理在“十一五”后期及“十二五”期间重点开展的工作和力争实现的目标,供各油气田参考。

1) 采出水资源化利用技术研究。

研究采出水资源化合理利用的途径,开展采出水用于农业灌溉和绿化的处理技术研究,开展高矿化度采出水用于沙漠灌溉的处理技术研究,开展采出水处理用于消防用水的技术研究,以及满足各种合理利用途径的经济技术界限,配套研究关键技术、设备、化学药剂以及放宽相关水质标准的可能性。

研究目标:通过研究,掌握采出水资源化合理利用的途径和经济技术界限。

2) 稠油及超稠油污水深度处理及配套技术研究。

目前,已有的稠油污水回用锅炉的处理工艺还很复杂、流程长、处理成本较高,还须进一步开展工作。同时要根据稠油及超稠油污水的特点,借鉴国内外经验,进一步研究简化现有处理工艺的方法,研究高效低成本的处理新工艺和新设备以及各环节配套的设备、化学药剂、技术界限,进一步开展污水回用锅炉的水质标准的研究等。

研究目标:在满足水质标准的条件下,新工艺的投资和处理成本较现有工艺降低 10%。

3) 注水水质标准试验研究。

由于注水水质决定了采出水处理的工艺,因此制定适宜的注水水质标准对采出水处理的

工程投资至关重要,通过岩心伤害实验以及现场实际油层回注验证试验,研究注入水中悬浮固体颗粒浓度、含油量以及悬浮固体颗粒的大小等因素对不同渗透率岩心的影响和伤害,以确定合理的水质指标。

研究目标:制定出针对不同渗透率的科学、规范、经济、可行的回注水水质控制指标。

4)三次采油地面工程配注、采集、处理配套技术研究。

完善和总结聚驱现有地面工程配套技术,开展采出水配置聚合物的技术攻关,解决聚合物对脱水、水处理设施的影响,进一步进行聚驱高效脱水、水处理技术和设备的研究;进一步加强三元体系浓度的变化对水质性质的影响机理研究;投加的各种药剂的机理研究;结垢机理研究;不同投药量去除效果分析,以及三元复合驱化学剂对常规脱水、水处理工艺及设施的影响研究,研究三元复合驱配注和采出液处理新工艺、配套的原油降凝、降黏和脱水、水处理等化学药剂,各环节配套的设备、技术界限等。

研究目标:对三次采油地面工程形成一套从理论到实践较为成熟的工艺技术推广体系,为国内各油田的三次采油做好技术储备。

5)煤层气采出水的无害化处理和综合利用技术研究。

根据目前掌握的资料,在煤层气开采阶段每 1000m^3 煤层气约产 $2\sim 3\text{m}^3$,水平井最高可日产水 20m^3 以上。采出水矿化度一般在 $1000\sim 5000\text{mg/L}$ 之间,最高可达 8000mg/L 以上,且多掺杂煤粉。

国家对矿化度含量高的污水排放控制的一直比较严格,主要是由于这些污水排入环境势必对天然水体或农田灌溉产生不良影响,会增加水体及土壤的含盐量,严重的甚至会造成土壤的板结和盐碱化。

对于煤层气采出水来说,随着煤层气大规模的开发建设,水量将会逐年增加,直接排放不但会造成水资源的浪费,而且由于矿化度含量高,直接排放也不满足国家有关环保和灌溉标准的相关要求。因此必须要开展相关试验研究解决这些问题。

研究目标:

(1)通过研究筛选适宜于煤层气采出水浇灌和绿化的植物种类,摸清利用植物根系吸收盐的植物法脱盐的技术界限、矿化度含量界限及其他边界条件。

(2)通过研究,研发出煤层气采出水无害化处理和综合利用的其他技术,明确不同水质条件下煤层气采出水适宜的处理方式和综合利用途径。

6)气田采出水综合治理研究。

气田不同于油田,一般不需要注水开发,因此气田采出水基本上无法实现有效利用,过去由于国家规章制度不完善,执法监督不严,部分气田采用外排气田水方式进行开发。随着国家环境保护标准日趋严格,原采取外排方式的气田生产受到很大影响,被迫采用集中回灌或集中蒸发处置的方式,有的气田甚至被迫关井。目前老气田采出水量仍在逐年上升,水气比基本已达到 $18\text{m}^3/10^4\text{m}^3$ 。因此,解决气田采出水的出路问题是十分必要的。

研究目标:

(1)通过研究,掌握采出水资源化利用的途径以及采出水外排综合治理措施。

(2)通过研究,提出“十一五”后期及“十二五”气田外排污水综合治理的总体设想、工作部署以及经济分析。

7)二次开发油田采出水及污泥经济有效处理技术研究。

油田二次开发就是在对老油田充分挖潜的基础上,通过集成配套现有技术并研发新工艺、

新技术,大幅度提高二次采收率,实现高效、安全、环保、节能开发的方式。

但根据目前掌握的资料,老油田的二次开发与目前老油田常规递减相比,其注水量和产液量往往会发生较大的变化。如此大的液量,无疑会造成采出水量、污泥量大大的增加,已建的采出水和污泥处理系统、处理工艺、处理成本能否适应二次开发建设“科技油田、绿色油田、和谐油田”的需要,应进一步开展研究。同时,针对不同油田二次开发的特点,通过研究采出水及污泥经济有效处理技术,筛选适宜的处理工艺、配套设施、技术界限以及高效复合型化学药剂。做好前期基础工作,对推动油田二次开发建设,无疑具有重要的意义。

研究目标:

(1)实现采出水经济高效的处理,处理成本应不高于目前常规老油田水平,满足油田二次开发建设的需要。

(2)实现含油污泥的减量化、无害化和资源化。

8)开展水处理业务市场化运行的研究。

开展在股份公司内部建立水务公司模式的研究;开展水处理业务的市场化运作研究,研究在股份公司内部开展 BOT、PPP 和 TOT 等多种建设和经营方式的可行性和有关规定和政策等。

研究目标:研究要达到可指导水处理业务的市场化运作的深度。

四、结束语

采出水的达标处理是保障油田安全生产、建设绿色油气田、创造和谐社会的需要,也是这一代水处理工作者的责任,我们一要靠技术进步,二要靠科学规范的管理,经过几年的努力,使采出水处理更上一个新台阶。

大庆油田污水处理系统存在问题及 技术措施与效果

古文革 白春云 石 波 柳继仁 季 莫

(大庆油田有限责任公司)

摘要:大庆油田经过 40 多年的开发建设,采出水水质特性和处理工艺均发生了较大的变化。如何通过技术改进实现使处理工艺适应水质特性的变化,提高注水水质的达标率,是大庆油田亟待解决的问题之一。本文通过对大庆油田采出水处理工艺存在的问题进行分析,提出了改善水质的具体技术措施,并应用到实际生产当中,取得了较好的效果,回注水达标率得到了有效的提升。

关键词:大庆油田 污水系统 问题 措施 效果

随着大庆油田开发的不断深入,油田采出水处理系统作为油田生产的重要环节,一直以来被人们所重视。由于油田采出水经处理后回注地层,所以水质的好坏,直接影响到驱油效果。大庆油田采出水回注水质指标经多次修改变化,目前对回注层位的划分更加细分、对水质的要求更加严格,而要实现由采出水处理工艺达到这一水质指标要求难度更大。

一、水处理系统现状

1. 已形成的四种水处理系统

为了满足油田含油污水处理及油田注水开发的要求,根据处理原水及出水指标的不同,大庆油田水处理系统可分为一般采出水处理系统、深度污水处理系统、聚驱采出水处理系统及清水处理系统。

其中含油污水处理系统原水来自水驱放水及脱水站,处理后水一部分回注基础及一次加密井网,一部分作为深度水处理系统水源,经深度处理后回注二、三次加密井网;聚驱污水处理系统原水来自聚驱放水及脱水站,处理后水全部用于回注基础及一次加密井网。外围油田由于其低渗透储层的特性,来自脱水站的原水直接经污水深度站处理后回注,在污水量不能满足开发注水需要的地区,采用地下水或地表水作为补充处理至低渗透层注入水质标准后回注储层。

2. 主要污水处理工艺流程

1) 采出水常规处理工艺流程。

大庆油田目前采出水常规处理工艺主要有以下五种形式,如表 1 所示。

表 1 采出水常规处理站工艺流程

序号	采用的工艺流程	数量
1	自然沉降→混凝沉降→重力过滤	2
2	混凝沉降→压力过滤	3
3	自然沉降→混凝沉降→压力过滤	34
4	混凝沉降→气浮选机→压力过滤	9
5	横向流聚结除油器→压力过滤	6
合 计		54

从表 1 中可以看出:目前大庆油田已建的水驱采出水处理站工艺主要以两级沉降与压力过滤三段处理流程为主,近年来,在油田产能建设和老区改造中,基本将重力过滤改为压力过滤,从本次调查的水质数据分析来看,也证明了重力式流程无法适应目前油田采出水水质特性,其处理后的水质很难达标。因此,两级沉降与压力过滤应是今后一段时期内,采出水常规水处理站的主要工艺流程。同时,1999 年以后以横向流聚结除油器和气浮选机为代表的高效沉降分离设备,其技术发展也日趋成熟,并逐步推广应用。

2) 聚驱采出水处理工艺流程。

随着聚合物驱油技术的大面积推广,目前全油田已建成 27 座聚驱采出水处理站,其中 23 座为二级沉降与一级压力过滤流程,另有 4 座为横向流聚结除油器与压力过滤流程。

3) 采出水深度处理工艺流程。

目前大庆油田已建的水驱采出水深度处理站有两种工艺流程,一种是两级沉降、两级过滤流程,主要应用于外围油田;另一种是两级过滤流程,主要应用于老区油田,其来水为常规水驱采出水处理站处理后的污水。另外,老区采出水深度处理站中仍有 9 座站采用双向过滤流程。

4) 清水处理工艺流程。

大庆油田地下水处理主要应用在外围油田,主要工艺为锰砂除铁加精细过滤。地面水处理工艺以采油十厂 4 座松花江水的的海面水处理站为主,其采用的处理工艺为两级过滤。

二、现有污水处理系统存在问题分析

1. 油田水质方面发生了变化,使污水处理难度加大

1) 悬浮固体超标的原因是 PAM 改变了水质特性。

通过 2005 年一季度水质调查发现:采油一厂、三厂、六厂水驱含油污水处理站处理液全部见聚,采油二厂 63.6% 的水驱站见聚。见聚后污水水质特性发生了变化:

- (1)增加了污水黏度:由 0.60~0.65mPa·s 上升到 0.8mPa·s 以上;
- (2)油珠颗粒细小:粒径中值由水驱 35μm 左右,降到 10μm 左右;
- (3)污水 Zeta 电位增大:由 -3.0~-2.0mV 上升到 -20.0mV 以上;
- (4)降低了油珠浮升速度:速度变成了水驱的 1/10 左右;
- (5)悬浮固体粒径变细:粒径中值 1~4μm。

综合作用的结果是原油、悬浮固体乳化严重,形成稳定的胶体体系。老区达标率低,其中悬浮固体达标率最低主要是聚合物的影响。

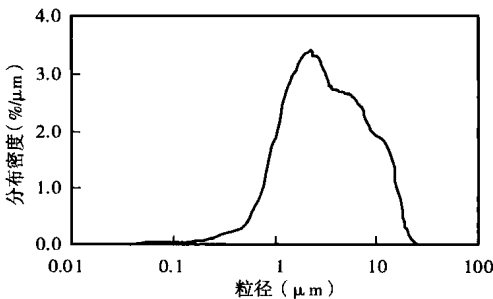


图 1 硫化物颗粒粒径分布曲线

2) 采出水中硫酸盐还原菌及硫化物的含量普遍增高。

由于采出水中大量硫酸盐还原菌的存在,将污水中的 SO_4^{2-} 中的 S^{6+} 还原成 S^{2-} , S^{2-} 造成设备容器腐蚀,同时产生大量的硫化物。硫化物的颗粒比较细小,一般集中在 1~10μm 之间,如图 1 所示。

这些细小的硫化物颗粒与污水中的油珠或其他有机物结合,形成稳定性好、沉降特性差、穿透滤料能力强的颗粒,进而造成现有沉降、过滤工艺很难与之适应。这种现象在油田普遍存在,并有逐年