

海上热采锅炉给水处理工艺研究与实践

杨泽军¹, 高 鹏¹, 陈子婧¹, 窦培举¹, 胡苇玮²

(1. 中海油研究总院有限责任公司, 北京 100029; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:稠油热采注汽锅炉水质要求高, 常规锅炉给水处理系统流程长、占地大、操作维护复杂, 难以应用于海上平台热采生产。调研海水淡化流程, 基于海上油田生产和环境特点研究适用于海上平台稠油热采的海水淡化方案, 通过对比海水预处理方案、脱氧方案并分析不同干度的脱盐方案, 提出不同蒸汽干度指标的锅炉给水处理系统流程。研究成果已应用于渤海某油田稠油热采开发的设计和工程实施中, 为稠油规模化热采锅炉给水处理系统的设计提供参考和建议。

关键词:稠油热采; 海水淡化; 锅炉水处理; 注汽干度

中图分类号:TE832.3 **文献标志码:**A **文章编号:**1671-1807(2020)06-0160-05

渤海常规油田可采储量和产量逐年减少, 但其超稠油储量巨大且未曾动用。为弥补原油产量衰减, 超稠油热采已成为海上油气田开发的主要措施和发展方向。注汽系统是热采的核心, 主要包括锅炉水处理系统和注汽锅炉。注汽锅炉进水水质标准极高, 要求不含油、零硬度和低盐度的补给水, 进水水质不合格将造成锅炉结垢和盘管腐蚀, 增加维保工作甚至产生安全事故。因此, 可靠的锅炉水处理系统在热采中起着至关重要的作用, 是注汽系统安全、连续、稳定运行的关键。

辽河油田和新疆油田的稠油热采起步早、技术相对成熟, 但其锅炉水通常利用油田生产水, 经大罐沉降撇油、长时间气浮、多级过滤和软化后除去油脂、悬浮物和钙镁离子, 其工艺流程长、设备体积重量大, 难以借鉴到海上油田。

海水淡化方面, 以超滤和反渗透为核心的“双膜法”在占地面积、投资和能耗方面比蒸馏法具有一定优势^[1], 近年来工程实践日益增多^[2-5]。早在2003年, 反渗透脱盐法已成功应用于大唐王滩电厂海水淡化脱盐流程^[3-4]。其后国产中空纤维超滤膜也成功应用于胶州湾海水淡化和灵山岛海水淡化项目的反渗透预处理中, 并积累了高效运行的维保经验^[2,6]。近期, 反渗透和EDI也应用于电厂超超临界锅炉的

补给水处理系统以满足高标准锅炉补给水指标要求^[7]。

中国海油先后在南堡35-2油田和旅大27-2油田进行单井热采试验^[8-9], 为热采积累了一定经验, 但海上多轮次热采先导试验也暴露出锅炉给水处理在原水调温、除悬浮物和深度脱盐方面仍存在挑战, 需进行系统的方案研究。为保证渤海某稠油油田海上规模化热采的顺利进行, 开展以海水为水源、反渗透膜为主要脱盐设施的锅炉给水处理系统的流程研究。

1 锅炉干度及水质指标

锅炉干度是锅炉出口蒸汽中气相的质量比例。干度越高, 蒸汽携带热量越多, 热采效果越好; 但干度越高, 蒸汽液相越少, 其中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 离子浓度越大, 锅炉结垢和腐蚀的风险越大。因此, 锅炉干度指标越高, 其进口水质的要求也会越高。

常规而言, 干度 $\leq 80\%$ 的锅炉进口水质指标参考《SY/T 0027 稠油注气系统设计规范》^[10]; 干度 $> 90\%$ 的锅炉进口水质指标参考《GB/T 12145 火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》^[11]; 干度介于 $80\% \sim 90\%$ 的锅炉暂未有明确规范要求, 进口水质指标须与锅炉厂家确认。各干度对应主要水质指标和渤海海水水质参考表1。

收稿日期: 2020-02-27

作者简介:杨泽军(1986—), 男, 山东青岛人, 中海油研究总院工程研究设计院, 工程师, 硕士, 从事海上平台油气工艺设计方面的研究工作。

表 1 渤海海水水质和锅炉水质指标

水质指标		海水分析	《SY/T 0027》	锅炉运行经验	《GB/T 12145》
物理性质		温度 ² ,℃	−1.4~23.0	/	/
盐分浓度	可溶性固体 ¹ ,mg/L	32 302	7 000	2 000	
	硬度,mg/L	1 621	0.1	≈0	/
	氢电导率 ¹ ,μS/cm	/	/	/	≤0.1
悬浮物浓度	悬浮物,mg/L	178 ³	≤2	≤2	≈0
氧含量	溶解氧,μg/L	1 000	≤50	≤50	≤7

注:1. 可溶性固体和氢电导率同是离子含量的表征,SY/T 0027 要求可溶性固体;GB/T 12145 要求氢电导率;2. 反渗透膜适宜操作温度为 20~40 ℃^[3];3. 浊度约 200。

2 锅炉给水处理系统

锅炉给水处理系统用于去除悬浮物、盐分和溶解氧等水中杂质,满足锅炉入口水质指标,系统包括预处理单元、脱盐单元和脱氧单元。

2.1 预处理单元

预处理单元主要去除固体颗粒和胶体等悬浮物,并调整原水温度。反渗透膜孔径极小,进水悬浮物多会引起反渗透膜污堵,造成膜通量下降、清洗频率提高、运维困难^[2-3],因此稳定高效的预处理单元是锅炉给水处理系统正常运行的基础,一般需将原水浊度降低到 1 NTU 以下。

预处理单元需综合考虑海水水质、工程条件和系统规模等因素,组合选用混凝、澄清、过滤、超滤等处理流程^[12],基于海上平台条件,本研究考虑三种预处理方案:

方案 A:海水→加热器→混凝沉降罐→多介质过滤器→有机超滤

方案 B:海水→自清洗过滤器→加热器→多介质过滤器→有机超滤

方案 C:海水→自清洗过滤器→加热器→无机超滤

超滤膜属于根据微粒尺寸对溶剂和溶质进行分离的选择性透过膜^[1],可通过压力驱动分离十纳米级别的微粒,用于脱除水中的细菌、胶体及大分子,能够将原水浊度降低到 1^[2]。有机超滤和无机超滤主要区别在于膜材质和运行方式的不同,无机陶瓷膜超滤更耐磨,通常采用大流量错流过滤,能够耐受更高的悬浮物;而对于有机超滤,一般须通过前处理将进水浊度降低到 5 以下才能保证长期稳定运行。

混凝沉降罐是陆上油田水处理系统常用设备,通过混凝剂促使水中微粒、胶体等状态分散的悬浮杂质失稳、聚集、变大,通过罐内停留和内件分离原水杂质。

多介质过滤器是海上油田水处理常规设备,利用

不同粒径和材料的滤料逐级吸附、混凝、过滤水中悬浮物,进水浊度要求小于 20,出水浊度可达 5^[1]。

方案 A 利用大罐沉降和介质滤器去除大部分悬浮物,再用超滤深度去除小粒径悬浮物;方案 B 利用自清洗滤器替代混凝沉降罐,逐级过滤去除悬浮物;方案 C 中海水经自清洗滤器粗过滤后直接进无机超滤进行深度脱除悬浮物,3 种预处理方案对比见表 2。

表 2 预处理方案对比

	设备初始投资	占地面积	后期维护 (备清洗和内件更换)
方案 A	低	大	复杂
方案 B	中	中	中等
方案 C	高	小	简易

渤海海水悬浮物含量高达 178 mg/L。考虑到混凝沉降罐尺寸、重量巨大且产出污泥难以处理,不宜在海上平台使用。建议在海上稠油热采中可考虑方案 B 或 C。方案 B 采用粗滤、细滤、有机超滤逐级过滤,根据原水情况确定各级过滤精度以达到稳定的除悬浮物效果;方案 C 直接采用无机超滤,省去了前处理流程,流程短、占地空间小,且内件更换和化学清洗频率比有机超滤低,在后期维护上有一定优势,因此建议在海上平台锅炉水处理系统中重点考虑。

2.2 脱氧单元

脱氧单元用于去除原水中的溶解氧,降低锅炉盘管腐蚀的可能性^[13],根据锅炉水质要求氧含量需降低到 7 μg/L 或 50 μg/L。锅炉给水除氧方式有热力除氧(包括真空除氧)、化学药剂除氧和脱氧膜等方式,考虑到海上平台药剂运输限制,不建议仅通过化学药剂达到除氧指标,本研究主要调研对比热力除氧和膜脱氧两种脱氧方式^[14-15]。

热力除氧是利用锅炉蒸汽将原水加热到操作压力下的沸点,降低氧在原水中的分压而被解吸出来^[13-14],脱氧膜是利用经过疏水化处理的中空纤维

膜分离氧和水。《SY/T 0027 稠油注气系统设计规范》要求 50 $\mu\text{g/L}$ 的含氧指标,可采用低压热力除氧器和脱气膜,《GB/T 12145 火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》要求 7 $\mu\text{g/L}$ 的含氧指标,可采用高压热力除氧器和脱气膜配合脱氧剂达到。两种脱氧方式的对比见表 3。

表 3 脱氧方案对比

	设备初始投资	占地面积	后期维护(药剂注入和设备内件更换)
膜脱氧	高	小	复杂
热力脱氧器	低	大	简易

考虑到热力除氧应用广泛、技术成熟以及后期维护的便利性,推荐采用热力除氧器脱氧。另外,利用高温除氧水与原水换热在冬季提高流程水温,保证各级膜处理效果。

2.3 脱盐单元

脱盐单元脱去 NaCl 、 CaCl_2 、 MgCl_2 等原水中的

盐分,避免锅炉结垢、烧穿和腐蚀的风险,不同锅炉水处理指标其脱盐流程有较大区别,本研究基于反渗透膜法研究不同深度的脱盐方案。

反渗透过程是指对含盐水施以外界推动力克服渗透压,使水分子透过反渗透膜^[1,3]以实现盐水分离的逆向渗透过程。反渗透膜是根据尺寸进行分离的选择性透过膜,可分离亚纳米级别(低分子盐分)的微粒^[1]。基于海水可溶性固体浓度进行脱盐梯度设计,三年内一级反渗透可脱盐 97% 以上,水回收率可达 40%;二级反渗透处理可脱盐 98% 以上,水回收率可达 85%。根据锅炉水质不同采用不同的脱盐单元。

《SY0027—2014》水质指标对盐分的要求不高,可采用一级反渗透和离子交换器达到要求。离子交换器用树脂中的活跃 Na^+ 接触交换水中的 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等离子,可实现原水软化的目的,其流程已广泛应用、技术成熟,综合产水率可 35%,流程简图见图 1,流程水质见表 4。

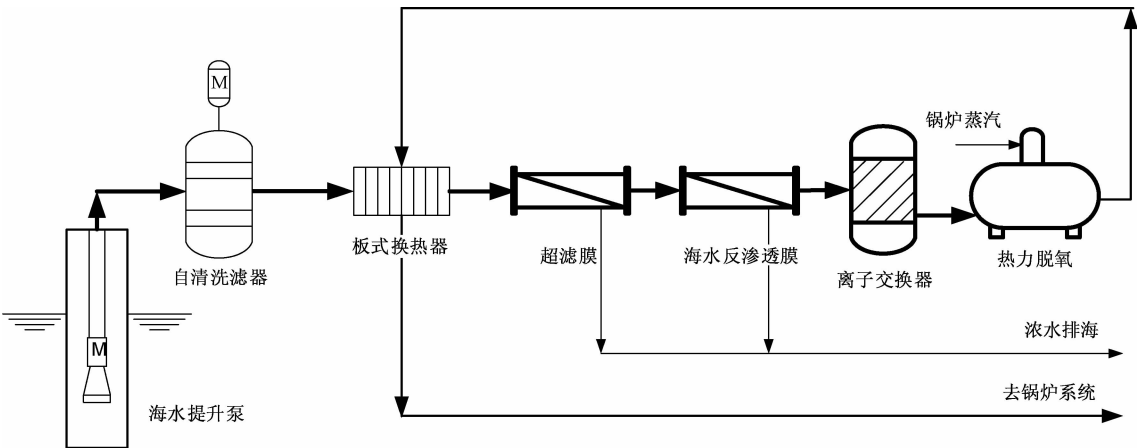


图 1 热采锅炉水处理流程(注汽干度 $\leq 80\%$)

表 4 流程各单元水质

水质指标	自清洗过滤器后	板式换热器后	超滤膜后	反渗透膜后	离子交换器后	热力除氧器后
温度,℃	-1.4~20.0	25.0	25.0	25.0	25.0	104.0
流量,t/h	86	86	78	31	30	36
浊度,/	≈52	≈52	<1.0	≈0	≈0	≈0
可溶性固体,mg/L	32 302	32 302	32 302	970	1 067	1 067
硬度,mg/L	1 621	1 621	1 621	48.6	<0.1	<0.1
氧含量,μg/L	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	<50

当注汽干度介于 80% 和 90%,利用反渗透和两级离子交换器满足脱盐需求,综合产水率可达 34%,其流程简图见图 2,流程水质见表 5。

《GB/T 12145》水质指标对盐分脱除要求极高,锅炉水处理系统须采用两级反渗透膜和 EDI 逐级脱除海水中盐分。EDI 是一种结合离子交换膜技术、离

子交换技术和离子电迁移技术的纯水制造技术;其过流空间被阴、阳离子交换膜(荷电性选择性透过膜)分割为淡水室与浓水室并交错布置,淡水室中填充混匀的阴、阳离子交换树脂吸附杂质离子,杂质离子在直流电场作用下定向迁移,分别透过阴阳离子交换膜而被去除;同时电压分解水成 H^+ 和 OH^- , 完成树脂再生^[1]。相比于传统离子交换,EDI 可连续运行、节省再生时间,并且可深度去除水中盐分^[1,7]。然而,由于 EDI 同时利用三种离子脱除技术,脱盐过程复杂、

各环节互相制约且受前置流程影响较大,存在国产设备故障率较高和流程适应性较差(如膜面污染、极水室烧坏)等问题,需要配置高标准的前置流程以减少后期维护工作量。

渤海某平台是国内首座海上规模化热采平台,存在后期转蒸汽驱等现场试验的可能性,因此锅炉推荐采用《GB/T 12145》高水质指标。锅炉水处理流程简图见图 3,流程中各单元水质见表 6,其综合产水率可达 27.5%。

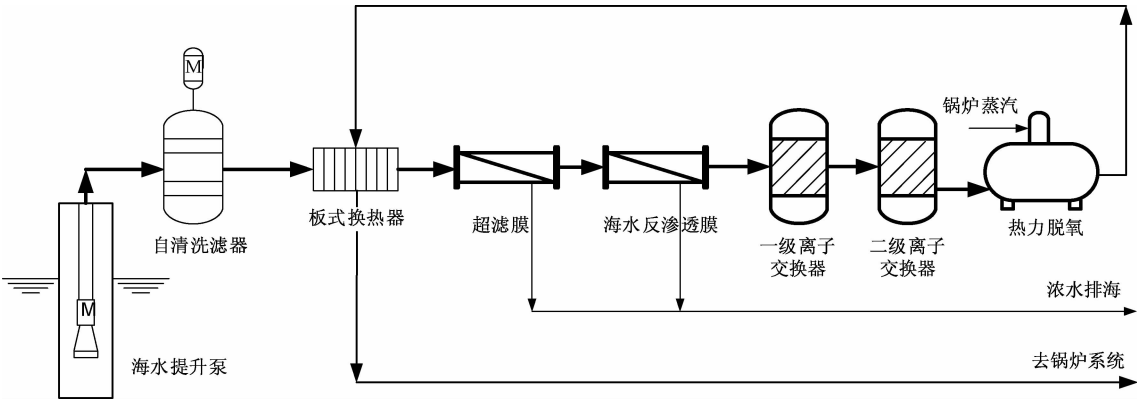


图 2 热采锅炉水处理流程(80%<注汽干度≤90%)

表 5 流程各单元水质

水质指标	自清洗过滤器后	板式换热器后	超滤膜后	反渗透膜后	一级离子交换器后	二级离子交换器后	热力除氧器后
温度,℃	-1.4~20.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	104.0
流量,t/h	88	88	80	32	31	30	36
浊度,/	≈52	≈52	<1.0	≈0	≈0	≈0	≈0
可溶性固体,mg/L	32 302	32 302	32 302	970	1 067	1 067	1 067
硬度,mg/L	1 621	1 621	1 621	48.6	<0.1	≈0	≈0
氧含量,μg/L	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	<50

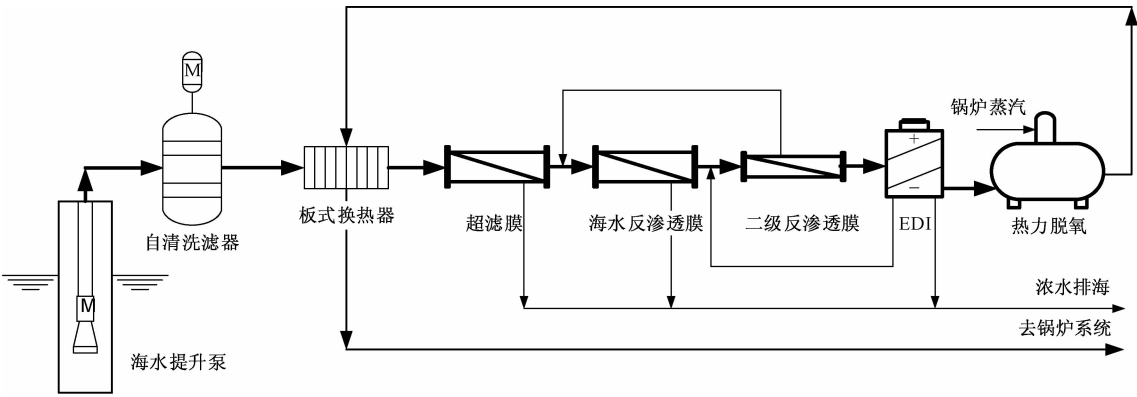


图 3 热采锅炉高标准水处理流程

表 6 流程各单元水质

水质指标	自清 洗滤器后	板式 换热器后	海水 细滤器后	超滤膜后	反渗透膜后	二级 反渗透膜后	EDI 后	热力 除氧器后
温度,℃	-1.4~20.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	158.0
流量,t/h	100	100	100	90	38	34	30	36
浊度,/	≈52	≈52	≈30	<1.0	≈0	≈0	≈0	≈0
可溶性固体,mg/L	32 302	32 302	32 302	32 302	970	19.4	/	/
硬度,mg/L	1 621	1 621	1 621	1 621	48.6	<0.2	/	/
氯电导率,μS/cm	/	/	/	/	/	/	<0.1	<0.1
氧含量,μg/L	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	<7

注:EDI 浓水有 2 t/h 回流至二级反渗透入口,二级反渗透前流量为 40 t/h;二级反渗透浓水有 6 t/h 回流至一级反渗透入口,一级反渗透前流量为 96 t/h。

3 结论

海上超稠油开发为缓解渤海产量衰减提供了新的思路。本文基于海上热采平台生产特点并结合陆上和海上锅炉水处理经验,针对锅炉水处理流程进行方案研究并应用于国内首座规模化热采平台,主要结论有:

1)海上平台锅炉水处理的预处理单元建议采用逐级过滤法或无机超滤;

2)对于脱盐单元,如注汽干度<80%,建议采用一级反渗透和离子交换器;如注汽干度介于 80%~90%,建议采用一级反渗透和两级离子交换器;如注汽干度>90%,建议采用两级反渗透和 EDI。建议在热采方案研究中重点关注注汽干度,综合油藏需求、钻采和工程配置进行注汽干度的优选。

参考文献

[1] 郑书忠,陈爱民,滕厚开,等.双膜法水处理运行故障及诊断[M].北京:化学工业出版社,2011.
[2] 徐佳,阮国岭,高从培.超滤膜预处理在胶州湾海水淡化的应用[J].水处理技术,2007,33(7):64-67.
[3] 王京峰,张文星,王文才.“反渗透+离子交换”脱盐水系统的特点及运行[J].硫酸工业,2004(2):34-36.

[4] 张磊.沿海电厂海水淡化技术应用现状[J].科技资讯 2017(25):82-84.
[5] 初庆伟,赵敏佳,李思吉,等.大唐王滩电厂海水淡化系统两年运行经验[J].水工业市场,2008(6):20-23.
[6] 苏慧超,闫玉莲,陈芄.国产超滤膜在海水淡化预处理工艺中的应用[J].水处理技术,2014(2):69-71.
[7] 朱加生,张江生.反渗透和 EDI 应用于锅炉补给水处理系统的设计[J].生物化工,2017,3(6):6-8.
[8] 林涛,孙永涛,刘海涛,等.海水淡化处理装置在海上油田热采中的应用[J].石油工程建设,2014,40(5):67-69.
[9] 高铭志,左勇胜,丁春雨,等.反渗透膜式海水淡化装置在海上平台的应用[J].石油和化工设备,2018(2):40-42.
[10] SY0027-2014,稠油注气系统设计规范[S].
[11] GB/T 12145-2016,火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量[S].
[12] DL 5068-2014 发电厂化学设计规范[S].
[13] 刘耀先,刘键.锅炉给水除氧方式的分析与选用[J].水处理技术,2002(4):33-35.
[14] 刘建,张兴芳,武升,等.旋膜除氧器研究及应用进展[J].现代化工,2011,31(S1):86-89.
[15] 杨杰,郑力会,周建平,等.旋膜除氧技术在注汽锅炉给水处理中的应用[J].石油机械,2007,35(12):45-47.

Process Study and Application of Boiler Feed Water Treatment System on Offshore Thermal Recovery Platform

YANG Ze-jun¹, GAO Peng¹, CHEN Zi-jing¹, DOU Pei-ju¹, HU Wei-wei²

(1. CNOOC Research Institute Ltd, Beijing 100029, China; 2. China Petroleum Exploration and Development Research Institute, Beijing 100083, China)

Abstract: Regular boiler feed water treatment system is not suitable for offshore thermal recovery platform because of its characters of long procedure of process, large area occupation and complicated maintenance. Seawater desalination plan fit for offshore platform is studied based on offshore production and environmental features. Boiler feed water treatment systems that can produce steam of different dryness are proposed by comparing the seawater pretreatment schemes, deoxidation schemes and desalination schemes. The schemes proposed in this study has been applied in the design and construction of Bohai Oil Field thermal recovery and offer practical references of boiler feed water treatment system design.

Key words: thermal recovery; seawater desalination; boiler feed water treatment; steam dryness