高含盐水利用余热浓缩减排技术试验研究

武文静[1] 钱 勇[2] 周京都[1] 安文旭[1]

(1. 中油(新疆)石油工程有限公司设计分公司;2. 中国石油新疆油田公司采油二厂)

摘 要 风城油田稠油以 SAGD 开采方式为主,对蒸气过热度提出了更高要求。目前生产区域采出液余热利用效率低,系统排放高含盐水得不到有效处置。文章通过对地面水-热综合系统分析,提出高含盐水利用余热浓缩减排的技术路线,采用空气蒸发技术实现高含盐水减量化,水蒸发进入空气,空气中水蒸气冷凝回收。现场试验结果表明:采用该技术可实现采出液所携带的低品质热能再利用,能将高含盐水转化为满足锅炉用水指标的冷凝水,其高含盐水减量>60%,冷凝水矿化度≤600 mg/L,水处理成本<10 元/m^3。

关键词 稠油; 高含盐水减排; 余热利用; 空气蒸发; 波纹填料

DOI:10.3969/j.issn.1005-3158.2021.05.003 **文章编号**: 1005-3158(2021)05-0011-05

Experimental Study on High Salinity Water Emissions-reduction Technology Based on Waste Heat Utilization

Wu Wenjing[1] Qian Yong[2] Zhou Jingdu[1] An Wenxu[1]

(1. *CPECC Xinjiang Petroleum Engineering Co., Ltd.*;
2. *CNPC Xinjiang Oilfield Company, No. 2 Oil Production Plant*)

ABSTRACT Heavy oil in Fengcheng oilfield is mainly produced by SAGD, which requires higher steam superheat. The waste heat utilization of the produced liquid is low, and the high salinity water discharged can hardly be effectively disposed. Based on the analysis of surface water and heat system, this paper put forwards the technical route of high salinity water emission reduction by using waste heat. Air evaporation technology was used to reduce the high salinity water, water evaporates into the air, and water vapor in the air is condensed and recovered. The relevant field tests were carried out, and the results show that the technology could realize the utilization of waste heat of produced liquid. It could convert high salinity water into condensate water meeting the boiler water index. The reduction of high salinity water was more than 60%, the salinity of condensate water was less than 600 mg/L, and the treatment cost per ton of water was less than 10 yuan/m^3.

KEY WORDS heavy oil; high salinity water emissions-reduction; waste heat utilization; air evaporation; corrugated packing

0 引 言

风城油田采用 SAGD、吞吐等方式开发,随着 SAGD 开采技术的不断发展,为提高采收率降低稠油开采成本,要求注入地层的蒸气干度达到 95%以上,造成 SAGD 采出液温度高、热量高,热能平衡及综合利用困难[1]。

稠油热采污水回用锅炉时会排放一定量的高含盐水,其主要来源于软化器再生和高温反渗透装置的排放。此高含盐水受水温、含盐量、硬度的影响,外排处理难度大,回注地层容量有限,亟需寻求低成本工艺减少含盐水外排量,满足安全和环保要求[2]。

本文开展了高含盐水利用余热减排技术研究,选择空气蒸发技术,利用油区余热对外排高含盐水进一步蒸发浓缩,达到作业区余热利用、浓盐水减排减量的目的。

1 空气蒸发技术简介

在消化吸收国外传统“露点蒸发技术”的基础上,进行专项技术优化,提出了适用于油田余热浓缩减排的低温空气蒸发技术,在特定工况下实现低品质过剩

武文静,2012 年毕业于西安交通大学环境工程专业,现在中油(新疆)石油工程有限公司设计分公司从事油田采出水处理和市政给排水技术研究工作。通信地址:新疆克拉玛依市友谊路 115 号联合办公楼 C 座,834000。E-mail:705323095@qq.com。

热量的利用，并可对水质复杂、易结垢、沸点升高等特殊污水进行浓缩处理[3]。低温蒸发技术本质上是利用空气在不同温度下（温度变化范围 70～90 ℃）饱和含湿量不同的特征（图 1），通过热水和空气的直接接触，气液界面两侧的分压变化，在空气和水之间建立起一种传质传热的关系，即通过气体的升温增湿-降温减湿过程，实现污水蒸发、浓缩等目标。

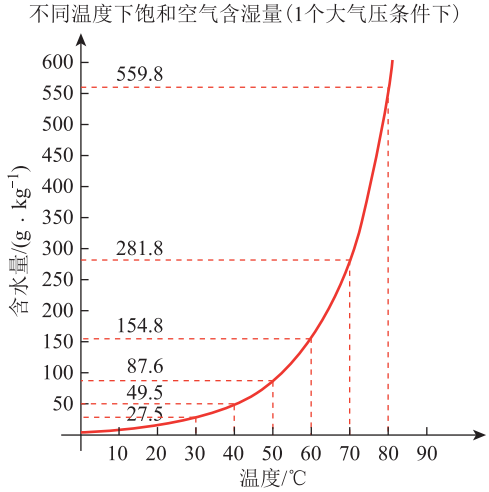


图 1 空气温度与含水量变化曲线

2 现场情况分析

2.1 高含盐水水质分析

对风城 2 号联合站的软化器、反渗透排放的高含盐水跟踪取样分析，结果见表 1。分析结果表明上述高含盐水的 pH 值为 7～8，矿化度为 1.4×10^4～4.1×10^4 mg/L，Cl^- 含量高，钙镁离子、硬度有较大差别，反渗透和软化器外排高含盐水分别为油田典型的重碳酸钠、氯化钙型水，具有一定代表性。

表 1 外排高含盐水水质分析 mg/L（pH 值除外）

项目	反渗透排高含盐水	软化器排高含盐水
pH 值	7.68	7.36
CO_3^{2-}	未检出	未检出
HCO_3^-	843.4	248.8
Ca^{2+}	1.6	382.8
Mg^{2+}	1.0	100.4
Cl^-	7 819.9	24 591.9
SO_4^{2-}	260.1	336.2
$K^+ + Na^+$	5 512.2	15 580.7
矿化度	14 016.5	41 116.4
总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	8.1	1 315

2.2 油区余热统计

2020 年 SAGD 产量占比为 57%，目前 SAGD 采出液携热部分用作换热冷却，部分自然散热，剩余大部分依靠空冷方式直接释放，导致高温采出液余热利用率较低。开展作业区余热调查分析，确定可利用余热量。油区可利用余热统计见表 2。

表 2 油区可利用余热统计

项目		采出液	携带汽
SAGD 采出液	液量/($m^3\cdot d^{-1}$)	15 000	2 000
	温度/℃	170	170
	可利用热能/(10^4 MJ · d^{-1})	575	487
常规吞吐汽驱	液量/($m^3\cdot d^{-1}$)	30 000	3 000
	温度/℃	100	100
	可利用热能/(10^4 MJ · d^{-1})	252	702
总热量/(10^4 MJ · d^{-1})		2 016	
可供换热水量		25 ℃清水 7 000 m^3/d，85 ℃污水 43 000 m^3/d，升温至 170 ℃，热量为 $1\,643\times10^4$ MJ	
不能利用热能/(10^4 MJ · d^{-1})		2 016－1 643＝373	

3 试验装置和工艺流程

3.1 试验装置

为了验证高含盐水利用余热减排技术的可行性，2020 年 4 月底建成试验平台，5 月 12 日正式开始试验至 6 月 12 日结束，为期一个月。试验装置由蒸发塔、冷凝塔、凉水塔、循环泵、进料泵、风机等组成，总占地为 14 m×6.5 m。装置组成参数见表 3。

表 3 试验装置参数

名称	参数	数量
板式加热器/台	换热面积 F＝80 m^2	1
玻璃钢蒸发塔/台	直径 1.6 m×高度 10 m	1
玻璃钢冷凝塔/台	直径 1.8 m×高度 8 m	1
开式凉水塔/台	循环水量 150 m^3/h	1
离心风机/台	Q＝5 000 m^3/h	1
进料泵/台	Q＝3 m^3/h，H＝25 m	1
循环泵/台	Q＝60 m^3/h，H＝25 m	1
冷却水循环泵/台	Q＝150 m^3/h，H＝15 m	2
闭式空冷取样器/套	BQML-P-B1，DN15	1

试验装置处理规模为 2～3 m^3/h，处理对象为软化器和反渗透装置排放含盐水掺混水，进水矿化度≤

2×10^4 mg/L,加热热源为 SAGD 采出液分离出的余热蒸气。结合当地空气湿球温度及“温度-携湿量”曲线等,选择蒸发温度为 70～90℃,风量为 5 000 Nm^3/h,出气湿度为 95%。冷却系统循环水量为 60 m^3/h。

蒸发塔、冷凝塔的填料通过对多种类型填料在各行业的应用情况进行了调研对比,最终选择规整型孔板波纹填料(图 2),型号为 500Y(PP 材质)。该填料具有单位体积比表面积大、阻力小、气液分布均匀、不易堵塞等特点,特别适用于含细小悬浮颗粒、易起沫的油田外排含盐水。

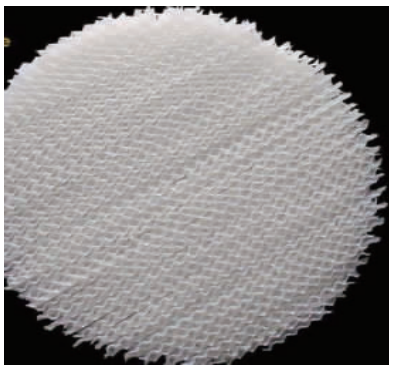


图 2　蒸发塔、冷凝塔用的填料

3.2 工艺流程

高含盐水利用余热减排工艺流程见图 3。首先,高含盐污水由进料泵进入系统,经过板式换热器加热后进入蒸发塔,在蒸发塔内蒸发浓缩到设计浓度之后排出。加热蒸气在板式换热器内和浓水换热之后凝结为冷凝水排出。大量干燥空气由风机从蒸发塔底部吹入,在蒸发塔内与浓水进行传热传质后由塔顶进入冷凝塔冷凝,其中的水蒸气相变后以冷凝水的形式排出。循环冷却水通过凉水塔进行冷却,并通过循环冷却水泵输送进入冷凝塔塔顶喷淋而下,完成对水蒸气的冷凝之后由塔底返回循环使用。经过冷却的热空气最终由冷凝塔塔顶排出。蒸发塔和冷却塔之间的风管上安装闭式空冷取样器,用于取样检测冷凝水产水的水质。

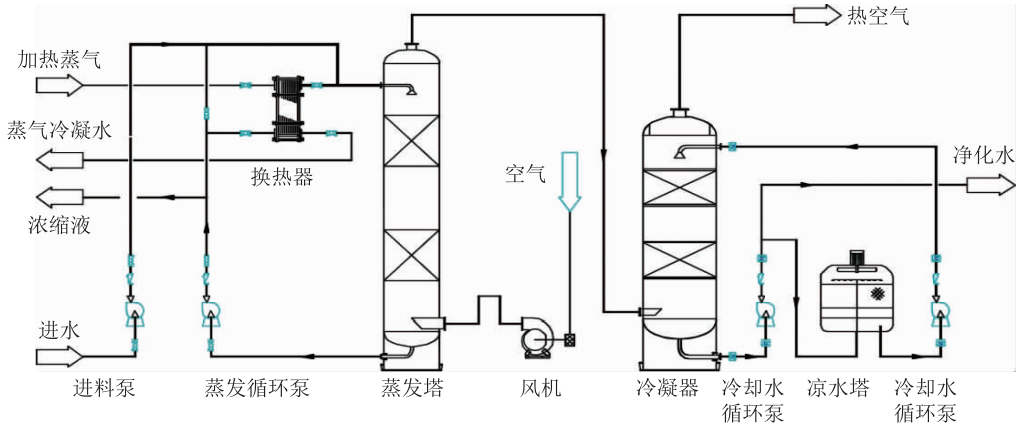


图 3　高含盐水利用余热减排工艺流程

3.3 分析方法

测定指标包括进水和净化水流量、溶解性固体总量(TDS)、温度及湿度,检测频次为 2 次/d,流量、温度及湿度均通过就地检测仪表记录;TDS 采用电导率仪进行测定,按照公式(1)进行换算[4]。

$$\begin{aligned}
&\text{当 } D<10 \text{ 时,TDS}=0.5\times D\\
&\text{当 } D=300\sim800 \text{ 时,TDS}=0.55\times D\\
&\text{当 } D=45\ 000\sim60\ 000 \text{ 时,TDS}=0.7\times D\\
&\text{当 } D=65\ 000\sim85\ 000 \text{ 时,TDS}=0.75\times D
\end{aligned}\quad (1)$$

式中:TDS 为溶解性固体总量,mg/L;D 为电导率,mS/cm。

4　结果与讨论

现场试验验证了空气蒸发工艺运行参数,实现了试验目标所要求的蒸发水量、浓缩比、冷凝水水质指标,核算了运行费用。试验研究中涉及参数种类较多,且互为因果,为准确找出空气蒸发的各参数间的因果关系及规律,试验过程中均采用改变某一变量、其他参数均保持不变的方法进行数据采集及研究。

4.1 操作温度的影响

在空气进气量及进气湿度不变的情况下,蒸发塔不同的操作温度意味着出气携湿量的高低,保持空气进气量、主循环量不变,保持进液量及排污量恒定,通过改变换热器的蒸气量,调整进液温度,记录蒸发塔液位变化,换算蒸发量。蒸发量随操作温度变化曲线见图 4。

从图 4 可以看出,蒸发量随着操作温度增高显著增大,但增加幅度并不符合道尔顿定律。说明在试验

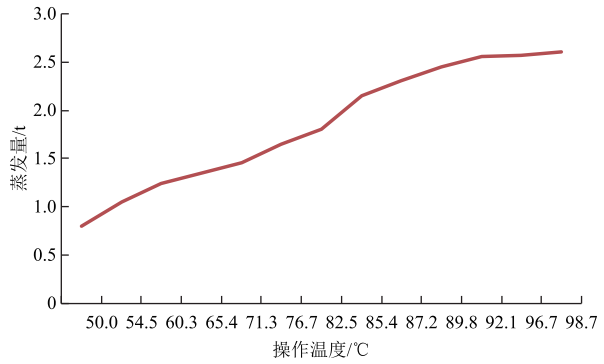


图 4 操作温度对蒸发量的影响

温度变化范围内，传质速度在一定程度上影响空气蒸发。操作温度达到 90℃后，蒸发量的提升幅度有限，因此设定蒸发塔最佳操作温度为 90℃。

4.2 循环水含盐浓度的影响

保持蒸发塔进液温度恒定，风机出风量、主循环量不变，保持进液量恒定，改变排污量控制系统含盐浓度，稳定 5 h 后，开始计量蒸发量。蒸发量随循环水含盐浓度变化曲线见图 5。

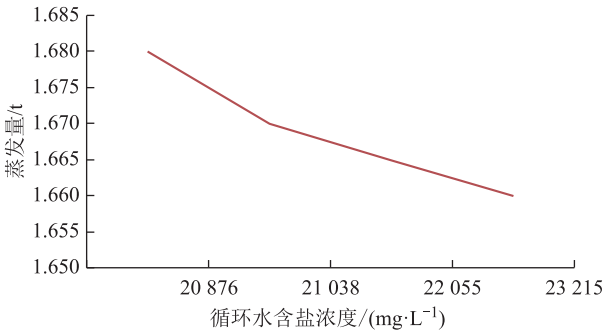


图 5 循环水含盐浓度对蒸发量的影响

由图 5 可知，在进风量、塔顶操作温度不变的情况下，随着循环水含盐浓度的提高，蒸发量呈小幅下降；同时从下降幅度看，由于高温下“传质”的存在，其受沸点温升的影响[5]要小于单纯热交换所受的影响，可控制循环水含盐量在 1.3×10^4～1.8×10^4 mg/L。

4.3 风量、进风温度的影响

保持蒸发塔进液温度恒定、主循环量不变，保持进液量及排污量恒定，根据一天内环境温度变化情况，分别选取空气温度 28，32，34，37℃，通过变频改变风机出风量，根据蒸发塔液位变化计算蒸发量。蒸发量随风量、温度变化曲线见图 6。

从图 6 可以看出，在进气湿度、塔顶温度不变的情况下，进风温度越高，循环风量越大，相同条件下蒸发量越大。表明空气温度的变化会引起气压的变化进而影响空气湿度及载湿能力；同时进风量越大，蒸发量越大，当风量达到 4 000 m^3/h 时，由于换热面积的富余量一定，蒸发量增幅趋缓，综合考虑风机能耗，设定风机最佳循环风量为 4 000 m^3/h。

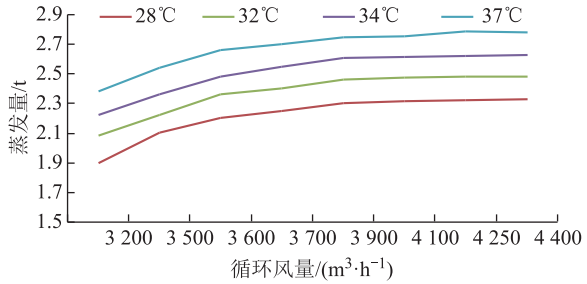


图 6 循环风量、温度对蒸发量的影响

4.4 进风湿度的影响

蒸发塔进液温度恒定，风机出风量、主循环量不变，保持进液量及排污量恒定，根据环境温度变化情况，分别取不同进风湿度，开始计量蒸发量。蒸发量随进风湿度变化曲线见图 7。

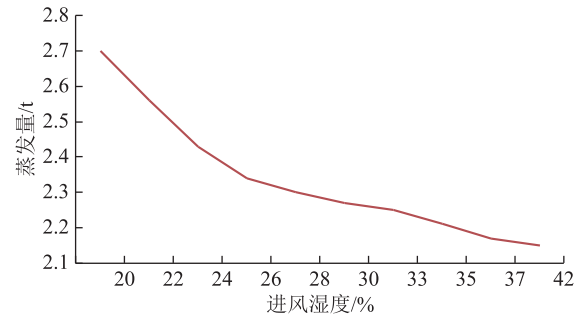


图 7 进风湿度对蒸发量的影响

从图 7 可以看出，相同条件下进风湿度越高，蒸发量越小，说明在其他条件不变的情况下，空气的载湿能力是一定的；当进风湿度变大后，蒸发量将减小。新疆气候条件的空气湿度较低，更利于空气蒸发。

4.5 系统运行指标及成本分析

余热减排试验在设定工况下的运行指标与设计值对比见表 4，现场装置进出水对比见图 8。

表 4 系统运行参数与设计对比

项目	运行数据	设计值
进水量/($m^3\cdot h^{-1}$)	2.2	2～3
进水温度/℃	90	85～95
进水矿化度/($mg\cdot L^{-1}$)	19 854	≤20 000
浓水量/($m^3\cdot h^{-1}$)	0.4	≤0.8
浓缩率/%	81	>60
出水电导率/($\mu S\cdot cm^{-1}$)	472(TDS 260 mg/L)	≤600

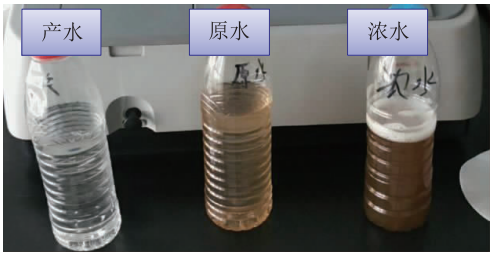


图 8　装置进出水对比

试验现场实测进水流量为 2.2 m^3/h,浓水排出量为 0.4 m^3/h,减量达到 81.8%,实现了外排高含盐水的减量,回收的冷凝水可回用于注汽锅炉,减少清水资源的消耗。

试验装置现场运行不投加药剂,成本主要为电耗,实际耗电量为 61 kW·h。当处理水量为 2.2 m^3/h,电费为 0.35 元/kW,核算处理成本为 61×0.35/2.2=9.7 元/m^3,达到<10 元/m^3 的设计要求。

5　结　论

1)通过空气蒸发现场试验研究,在浓水减量指标、产水水质指标、吨水处理成本三个方面均达到预期的目标,充分验证了空气蒸发技术在含盐水减量方面应用的可行性。

2)以试验数据为基础进行分析,综合考虑操作温度、进水含盐量、循环风量、进风温度及湿度对蒸发量的影响。结果表明:蒸发量随着循环水含盐浓度、进风湿度的提高呈下降趋势,蒸发量随着进风温度、循环风量的提高呈上升趋势。在实际应用中,应控制蒸发塔最佳运行温度为 90℃,循环水含盐量为 1.3×10^4～1.8×10^4 mg/L,气液比为 2 000∶1;同时提高进风温度,降低空气湿度,为盐水蒸发提供良好条件。

3)采用空气蒸发技术,实现了低品质热能的利用,实现外排含盐水的减排,达到节能减排的目的,有助于油田效益开发。

4)空气蒸发余热减排技术,成功应用于国内油气田地面高含盐水利用余热浓缩减排工艺。该工艺可适应较宽的来水物料浓度及物料成分,无需进行预处理,以相对低的成本处理含盐水。

参 考 文 献

[1]　骆伟,孙国成,达吾力,等.新疆风城油田超稠油 SAGD 开发地面配套技术探讨[J].新疆石油天然气,2010,6(4):76-80.

[2]　李予,雷江辉,马尧,等.新疆油田外排污水达标处理工艺技术研究[J].石油机械,2019,47(2):110-115.

[3]　张强,郝玉涛,杨双,等.露点间接蒸发冷却技术的研究进展及现状分析[J].制冷与空调,2010,10(1):17-22.

[4]　王学艳,张忠萍.基于电导率与 TDS 及全盐量的关系研究[J].黑龙江水利科技,2008,36(1):7-8.

[5]　袁益中.料液沸点升高对蒸发器换热面积的影响[J].辽宁化工,2013,9(40):1140-1141.

(收稿日期　2021-02-26)
(编辑　刘晓辉)

广 告 索 引

“环境监测·环境评价”主题征文活动通知　封　二
《油气田环境保护》征订单　后插一　后插二
“石油与环保”摄影作品征集　封　三
投稿要求　封　底