

# 导热油炉提效节能改造分析

杨笑乐

玉门油田分公司工程技术研究院工艺室 甘肃 酒泉 735019

**【摘要】**：随着油田企业耗能的不断扩大,如何降低能耗、提高企业的能源利用率成为企业的首要问题。本文对某油田联合站导热油炉提出相关改造方案,以提高导热油炉热效率。

**【关键词】**：导热油炉；改造；节能

## 1 现有导热油炉介绍

某联合站现有导热油炉 2 台,额定热负荷: 2100KW,主要用于站内轻烃处理工艺及站内办公采暖供热。

## 2 项目背景及检测数据

### 2.1 相关监测数据

表 2.1-1 加热炉测试表

序号	项 目 名 称	单位	测 试 结 果	
1	导热油炉编号	/	1#	2#
2	额定工作压力	MPa	1	1
3	燃料品种	/	天然气	天然气
4	介质进口温度	℃	268	260
5	介质进口压力	MPa	0.58	0.58
6	介质出口温度	℃	282	284
7	介质出口压力	MPa	0.45	0.46
8	排烟处 CO <sub>2</sub>	%	9.76	10.04
9	排烟处 O <sub>2</sub>	%	3.92	3.44
10	排烟处 CO	%	0.0001	0.0001
11	排烟处过量空气系数	/	1.18	1.15
12	气体未完全燃烧热损失	%	0.00	0.00
13	环境温度	℃	26.2	26.2
14	排烟温度	℃	311.9	312.9
15	排烟热损失	%	13.18	12.94
16	炉体外表面平均温度	℃	45.3	47.2
17	散热损失	%	2.9	2.9
18	热损失之和	%	16.08	15.84
19	反平衡热效率	%	83.92	84.16

### 2.2 监测数据评价表

燃气加热炉检测项目与指标如下表: (《油田生产系统节能监测规范》SY/T6275-2007 第 4.2.2.1)

检测项目	评价指标	D ≤ 0.40	0.40 < D ≤ 0.63	0.63 < D ≤ 1.25	1.25 < D ≤ 2.00	2.00 < D ≤ 2.50	2.50 < D ≤ 3.15	D > 3.15
		排烟温度℃	≤ 300	≤ 250	≤ 220	≤ 200	≤ 200	≤ 180
空气系数	限定值	≤ 2.2	≤ 2.0	≤ 2.0	≤ 1.8	≤ 1.8	≤ 1.6	≤ 1.6
露体外表面温度℃	限定值	≤ 50						
热效率%	限定值	≥ 62	≥ 70	≥ 75	≥ 80	≥ 80	≥ 85	≥ 87
	节能评价价值	≥ 70	≥ 75	≥ 80	≥ 85	≥ 85	≥ 88	≥ 89

注: D 为加热炉额定容量, 单位为兆瓦 (MW)

根据《油田生产系统节能监测规范》SY/T6275-2007 中数据可得出, 2 台导热油 (D=2.1) 若满足节能要求, 需要排烟温度 ≤ 200℃, 热效率 ≥ 85%。而根据加热炉相关检测数据: 加热炉的排烟温度为 (311.9℃/312.9℃), 热效率为 (83.92%/84.16%), 因此现有导热油炉运行状况不满足节能要求, 需进行改造。

## 3 导热油炉改造

### 3.1 烟气余热回收量

根据站内导热油炉运行情况, 如果采用汽水换热器的方式将排烟温度由现 310℃降低到 165℃, 按导热油炉额定功

率运行，经估算单台约为 165kW，2 台运行最大负荷约为 330kW。

### 3.2 站内供热单元负荷估算

(1) 污水处理加热。联合站对原有污水处理系统进行改扩建设，根据工艺要求，该部分设计共需加热负荷 380kW。原设计采用一台 400kW 加热炉作为热源，供热介质为热水，系统设计供回水温度为 85/60℃。实际运行燃气耗量及热负荷估算如下表：

表 3.2-1 污水厂负荷折算表

日期	1月	2月	3月	4月
平均燃气耗量 Nm <sup>3</sup> /d	522	431	402	273
折算热负荷 kW	215	178	166	112
最大燃气量 Nm <sup>3</sup> /d	784	620	648	561
折算热负荷 kW	323	255	267	231

(2) 集输管网来液 联合站日处理采油原液 1300m<sup>3</sup>/d，日产原油 450t/d。预脱水后原液进入原液换热器加热，将含水率 30%的原液由 25℃加热至 55℃。则估算原液加热负荷为 738kW。（原油比热：2.866J/g·K，原设计为 1500kW 加热炉提供热源）

(3) 卸油台原油加热 现卸油台有两个 40m<sup>3</sup>卸油箱，日卸油量为 300-400m<sup>3</sup>/d，温度需加热至 50℃后再泵输至原油储罐。该部分平均热负荷为 338kW。（原油密度：0.85kg/L，原设计为 2100kW 导热油炉提供热源）

(4) 站内采暖负荷 现导热油炉仅负责联合站生产区采暖，估算约为 70kW。采暖供水温度 80℃。

### 3.3 供热用户分析

以上分别对联合站内用热负荷进行了论述，除轻烃处理工艺用热外，其他四个供热系统由于要求温度低，原则上均可用烟气回收余热进行供热。但每个热用户对供热要求各有特点。

(1) 烟气回收余热的热量可完全替代污水处理加热单元的热负荷，且随季节变化负荷波动相对较小（污水处理反

冲洗负荷相对较大），可充分利用烟气余热，提高导热油炉效率；

(2) 站内采暖负荷小，除供暖周期外，其余时间不需要热量，无法充分利用烟气回收余热。

卸油台原油加热及石油原液加热用热相对稳定，若采用烟气余热加热，需新建一套利用烟气加热循环水，循环水再与石油原液换热系统。系统共包括两台烟气换热器、两台循环水泵、两台原液换热器及系统定压补水设备、配电设备及系统管线安装。由于石油原液加热所需热负荷较大，烟气回收预热只能部分代替导热油加热原液系统，且施工过程需将原有石油原液管道进行改造，影响生产，卸油台相应平均热负荷较大，且负荷波动性大。

综上所述，四个供热系统仅污水系统可充分利用烟气余热。同时目前比较适合作业区导热油炉改造的方式是利用高温热风型燃烧器替换原有燃烧器，安装空气预热器加热进导热油炉的空气，再回炉助燃。利用高温烟气热源进行热交换，以提高导热油炉进风温度，提高燃烧效率。

按上述方式改造，提出以下 3 个方案：

方案一：利旧原有导热油炉，拆除原有燃烧器，新建高温热风型燃烧器、空气预热器以及鼓风机。主要内容包括更换热风型燃烧器，加装空气预热器、风道。

方案二：拆除原有导热油炉及燃烧器，新建导热油炉、高温热风型燃烧器、空气预热器以及鼓风机。主要内容包括更换导热油炉、热风型燃烧器，加装空气预热器、风道。

方案三：回收烟气余热用于污水处理单元用热负荷，此部分需新建烟气回收装置，新建循环水泵及循环水管网，同时配套相应电气及土建工作量。

以上方案根据现场实际条件，对导热油炉高温烟气进行显热回收，设计将排烟温度为 165℃。

### 3.4 空气预热器热力计算：

按出口烟温为 165℃、过量空气系数为 1.18，环境温度 20℃进行设计：

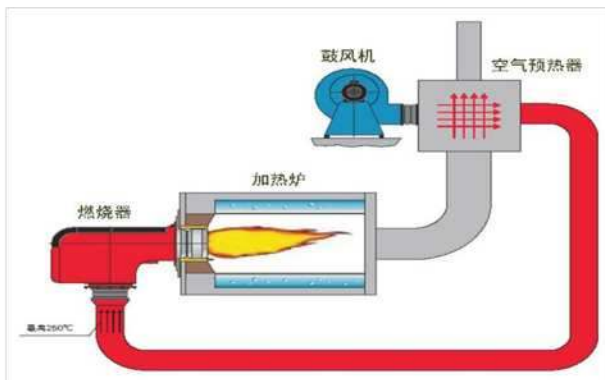
### 3.5 加热炉不加空预器和加装空气预热器热平衡计算对比结果

序号	项 目	符号	单 位	数据来源或公式	不加空预器数值	加装空预器数值
1	加热炉热负荷	N	kw		2000	2000
2	燃料低位热值	Q <sub>dw</sub>	KJ/Nm <sup>3</sup>		35948	35948
3	排烟处过量空气系数	α <sub>y</sub>			1.18	1.18

4	计算烟气流	vy	Nm <sup>3</sup> /Nm <sup>3</sup>		12.15	12.15
5	排烟温度	Tpy	℃		312	165
6	排烟焓	lpy	KJ/Nm <sup>3</sup>		5318.2	2757.4
7	理论空气量	Vk0	Nm <sup>3</sup> /Nm <sup>3</sup>		9.30	9.30
8	冷风温度	tlf	℃		20	20
9	冷风焓	i0	KJ/Nm <sup>3</sup>		246.8	246.8
10	排烟损失	q <sub>2</sub>	%	$q_2 = (lpy - \alpha y \times i_0) \times (100 - q_4) / Q_{dw}$	13.94	6.84
11	化学未完全燃烧损失	q <sub>3</sub>	%		0	0
12	机械未完全燃烧损失	q <sub>4</sub>	%		0	0
13	散热损失	q <sub>5</sub>	%		2.9	2.9
14	灰渣物理热损失	q <sub>6</sub>	%		0	0
15	锅炉热效率	η	%	$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6)$	83.16	90.26
16	燃料总耗量	B	Nm <sup>3</sup> /h	$B = N \times 3600 / (Q_{dw} \times \eta / 100)$	252.11	232.27
17	计算燃料耗量	Bp	Nm <sup>3</sup> /h	$B_p = B \times (1 - q_4 / 100)$	252.11	232.27
18	排烟量	Vy	Nm <sup>3</sup> /h	$V_y = B_p \times v_y$	3064	2823
19	锅炉效率提高值	Δη	%	$\Delta \eta = \eta_2 - \eta_1$	-----	7.1
20	燃料节省量	ΔB	Nm <sup>3</sup> /h	$\Delta B = B_1 - B_2$	-----	19.84
21	燃料节约率	Δη <sub>B</sub>	%	$\Delta \eta_B = \Delta B / B_1 \times 100$	-----	7.87

3.6 方案一、二系统原理图如下:

燃气流量 = (2471 × 3.6) / 40.0 = 222 Nm<sup>3</sup>/h



3.8 热风燃烧机与原有燃烧机燃烧机对比

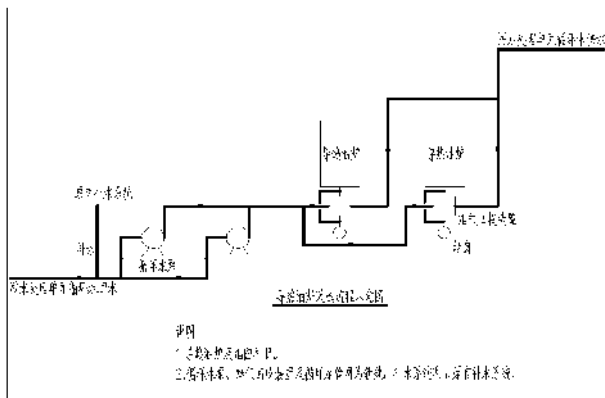
表 3.8-1 热风燃烧机与原有燃烧机燃烧机对比

序号	对比项	热风燃烧机	原有燃烧机	备注
1	设计最高温度℃	220	50	
2	与风机组合情况	与风机分体（离心式）	一体机（轴流式）	
3	功率	15kW	7.5kW	

3.7 导热油炉燃烧器设备选型：（导热油炉设计热效率 85%）

燃烧器功率 = 2100 / 0.85 = 2471kW

### 3.9 方案三改造示意图



改造过程中，烟气回收装置布置在原有烟气出口处，新建烟气回收装置基础，新建循环水泵，水泵布置在现有污水处理单元热水机组间，热水管网敷设在现有管架上，补水采用原有补水系统进行补给，停用现有污水处理装置加热炉。

根据现有导热油炉运行状况，增加相应附属仪表（燃气保护开关，电磁阀，温度传感器等），同时为方便导热油炉负荷调节与检测，增加燃气计量装置。

烟气回收后，排烟温度降低，为防止烟道冷凝水产生，对现有烟囱做保温处理，防止冷凝水产生。

### 3.10 相关能耗分析

改造完成后，现有污水处理装置加热炉停用，仅使用现有 2 台 2100KW 导热油炉，相关能耗分析如下：

燃气耗量：2 台 2100KW 导热油炉耗气量不变，节约能耗为污水处理装置加热炉耗气量（污水处理装置耗气量详见

### 参考文献：

[1] 王荣霞,刘峥,王勤生.提高导热油炉热效率的措施[J].化工管理,2019 年第 25 期,170-171.  
 [2] 阿里木西列夫.燃气锅炉烟气余热回收利用的研究[J].中国化工贸易中旬刊,2018 年第 10 期.  
 [3] 张洪源.锅炉烟气余热回收利用分析与措施研究[J].企业技术开发(下半月),2009 年第 5 期.

表 3.1-1)。

电量：增加 2 台循环水泵（，一用一备停用原有污水处理装置循环水泵），功率增加 0.75KW。

耗水量：原有补水系统不变，耗水量不变。

### 3.11 方案对比：

表 3.11-1 方案优缺点对比

	方案一	方案二	方案三
改造主要内容	拆除现有燃烧机，新购置热风燃烧机，鼓风机及空气预热器等	拆除现有燃烧机及导热油炉，新购置导热油炉及热风燃烧机，鼓风机及空气预热器等	利旧现有导热油炉及燃烧机，新建烟气回收装置、循环水泵及循环水管网等
优缺点	优点：改造工作量相对较小 缺点：现有燃烧机与导热油炉匹配良好且运行稳定，新建燃烧机易造成导热油炉运行不稳并造成设备的浪费，且投资大	优点：新建设备匹配好，运行维护简单 缺点：投资过大，改造工作量大	优点：充分利用现有设备，改造工作量小，投资小 缺点：新建热水管网相对较长，施工难度相对较大
建议	推荐方案三		

### 4 结论

两种改造均能有效提高导热油炉效率，且各有利弊，在改造过程中不仅从工程投资和运行的经济性方面考虑，还应考虑站场的热利用情况。就联合站内相关热利用情况采用方案三。