

油田集输系统加热炉燃油替代技术研究

李睿^{1,2*}, 李长俊¹

(1. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500;

2. 西安石油大学石油工程学院, 陕西 西安 710065)

摘要:对地热资源、LNG 和热泵技术替代油田燃油加热炉工艺可行性进行充分研究,并对 3 种技术替代油田燃油加热炉后的经济效益和环保效益进行分析。通过研究和分析得出,地热资源、LNG 和热泵技术是进行油田加热炉燃油替代的有效途径,LNG 替代燃油后的运行费用可降低 30%、热泵可降低 45%、地热水可降低 65%。通过加热炉燃油替代,不但可以获得可观的经济效益,还可以有效降低颗粒物、SO₂ 以及 NO_x 等污染物的排放。

关键词:加热炉;燃油替代;地热;LNG;热泵

中图分类号:TE991

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2018)02-0227-05

DOI:10.16606/j.cnki.issn 0253-4320.2018.02.055

Study on fuel substitution technology for heating furnace in oilfield gathering system

LI Rui^{1,2*}, LI Chang-jun¹

(1.College of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2.College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China)

Abstract: The technology feasibility using geothermal resources, LNG and heat pump technology to replace fuel oil for heating furnace in oilfields is adequately studied and the economic and environmental benefits after substitution by these three technologies are analyzed separately. Based on the study and analysis, it is found that the geothermal resources, LNG and heat pump technology are effective ways to replace fuel oil for heating furnace in oilfield. The substitutions of LNG, heat pump and geothermal water can cut down the operating expenses by 30%, 45% and 65%. Through replacing the fuel oil for heating furnace, considerable economic benefit can be gained, and the emission of pollutants such as particulate matters, SO₂ and NO_x can be effectively reduced.

Key words: heating furnace; fuel substitution; geothermal; LNG; heat pump

加热炉是油田油气集输系统的主要加热设备,也是油田的主要耗能设备,常用于为油井、计量站、接转站和联合站及油田生活区提供热源^[1-3]。油田加热炉的燃料主要为燃油和油田伴生气,中国两大石油公司在每年为国家生产约 2 亿 t 原油的同时,企业自己在生产过程中也消耗了大量的燃料油,以胜利油田为例,企业自身年消耗燃料油高达几十万吨,占其产量的 3%~4%,造成巨大的经济损失^[4-5]。同时,由于燃料油中含有硫和氮等矿物质,造成燃油加热炉排放超标,在国家环保重压的趋势下,油田加热炉燃油替代的必要性日益显著^[6-9]。

1 加热炉现状

目前油田集输系统用加热炉负荷 50~3 500 kW 不等,井口用加热炉负荷一般 ≤ 150 kW,计量站和接转站用加热炉负荷一般为 250~800 kW,联合站用加热炉负荷一般 ≥ 1 160 kW。一般典型负荷加热

炉燃油量、燃气量见表 1。由于伴生气不足,油田大多站场加热炉采用燃油、油气混烧为燃料,但由于国内原油物性组成较差(胶质沥青质和硫含量较高)和燃烧不彻底性,直接燃烧很可能产生颗粒物、SO₂ 以及 NO_x 超标的问题,根据《锅炉大气污染排放标准》GB 13271—2014 的要求,目前在用锅炉大气排放限值见表 2。

表 1 加热炉功率-能耗对照表

加热炉 负荷/kW	燃油量/ (t·a ⁻¹)	燃气量/ (万 m ³ ·a ⁻¹)	能耗(折标煤)/ (t·a ⁻¹)	CO ₂ 排放量/ (t·a ⁻¹)
50	47.45	5.06	67.79	169.47
150	142.35	15.19	203.36	508.40
580	547.50	58.73	782.16	1955.40
800	755.55	81.00	1079.38	2698.45
1160	1095.00	117.46	1564.32	3910.79
2330	2197.30	235.93	3139.06	7847.66

注:加热炉效率按照 80% 计算。

表 2 在用锅炉大气污染排放限制

污染物项目	限值			污染物排放 监控位置
	燃煤锅炉	燃油锅炉	燃气锅炉	
颗粒物	80	60	30	烟囱或烟道
二氧化硫	400	00	100	
	550			
氮氧化物	400	400	400	
汞及其化合物	0.05	—	—	
烟气黑毒(林格曼黑毒,级)		≤1		烟囱排放口

某油田对其 45 台加热炉烟气排放进行抽检,除燃气加热炉外,燃油及油气混烧加热炉烟气排放均不达标,其中 SO₂ 超标占测试加热炉的 33.3%;NO_x 超标占测试加热炉的 62.2%;烟尘超标占测试加热炉的 84.4%。

随着国家对环保的重视,燃油加热炉排放超标问题亟待解决,采用地热水、LNG 等清洁能源或热泵等新技术取代燃油加热炉是解决燃油加热炉排放超标问题的有效途径。

2 加热炉燃油替代技术研究

2.1 地热资源利用

油田可利用的地热资源主要是含水率较高的高温生产井产出液,油田产出液具有水量多、热能总量大的特点,特别是进入高含水期的油田,个别高温油井产出液可达 100~110℃,含水率 99% 以上。在这样的油田,可充分利用已有资源实现油气生产和地热能开发的双重目的。

油田集输系统用加热炉主要为原油集输、脱水、储存和外输过程提供热量,因此油田地热资源替代加热炉燃油的方式主要有掺水和换热维温 2 种方式^[10-11]。

2.1.1 地热水掺水工艺

地热水掺水工艺是将高温井采出液通过储罐和其他低温油井产出液混合,用于提高低温井产出液的温度,达到正常外输的目的。通过地热水的利用,不但可以代替燃油加热炉,节约运行费用和减少污染物排放,还能有效简化站内集输工艺流程(图 1、图 2)。



图 1 接转站原油加热外输典型流程

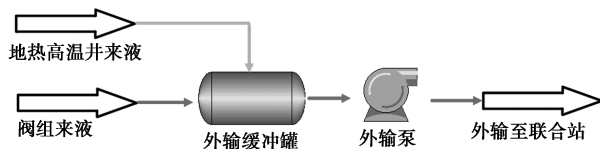


图 2 接转站地热水掺水典型流程

以某油田站场为例,进站液量为 700 m³/d,含水率 50%,进站温度为 30℃,需要外输温度为 60℃,加热炉效率 80%。对加热炉加热和地热水升温进行对比可知,地热水利用可降低 2/3 的运行费用(表 3)。

表 3 加热炉和地热水利用对比表

项目	热源		
	加热炉	地热井	地热井
升温负荷/kW	762	762	762
能源	燃油	高温地热水 (90℃)	中温地热水 (75℃)
耗能/(t·d ⁻¹)	1.97	500	850
耗电量/(kWh·d ⁻¹)	—	1350	2295
折合标煤/(t·a ⁻¹)	1027	164	280
二氧化碳排放/(t·a ⁻¹)	2567.5	410	700
运行费用/(万元·a ⁻¹)	167.2	33.01	56.1

2.1.2 地热水换热工艺

地热水换热工艺是用地热水代替加热炉升温后的清水给换热器提供热源,以达到换热器换热的目的(图 3、图 4)。

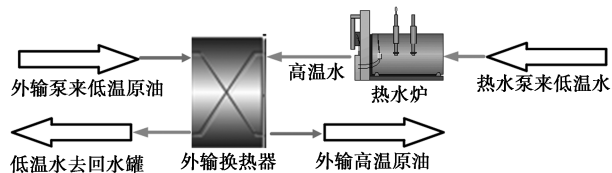


图 3 原油外输清水换热流程

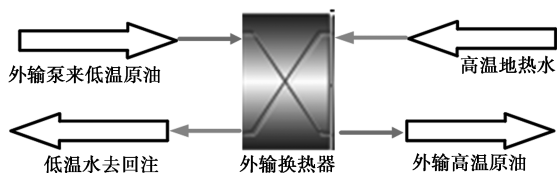


图 4 原油外输地热水换热流程

以某油田站场为例,外输液量为 1 000 t/d,含水率 ≤0.5%,进换热器温度为 40℃,需要外输温度为 65℃,换热器清水和地热水温度均为 90/70℃,换热效率和加热炉效率均为 80%,对加热炉加热和地热水

升温进行对比(表4)。

表4 加热炉和地热水利用对比表

项目	热源	
	加热炉	地热井
升温负荷/kW	605	605
能源	燃油	高温地热水(90℃)
耗能/(t·d ⁻¹)	1.95	750
耗电量/(kWh·d ⁻¹)	—	2025
折合标煤/(t·a ⁻¹)	1016	247
二氧化碳排放/(t·a ⁻¹)	2540	617
运行费用/(万元·a ⁻¹)	165.8	49.5

由表3和表4可知,油田地热水替代加热炉后,不但可以降低运行成本,获得可观的经济效益,还可以有效降低温室气体排放,获得可观的环保效益。

2.2 加热炉以气代油

根据检测数据,燃气加热炉排放一般可以达标,因此采用天然气替代燃油也是可行方案之一,但是由于随着油田开发,我国多数油田已经进入到高含水阶段,伴生气量逐渐减少,大部分站场的伴生气不能满足站场负荷需求,因此,要想完全替代燃油,必须寻找新的气源。

LNG作为一种新兴的清洁能源,是站场补充天然气的理想来源,特别是距离天然气长输管道和液化化工厂距离较近的站场,可以通过在站场附近建立小型的橇装LNG气化站为站场供气^[12]。LNG气化站简要流程图见图5。

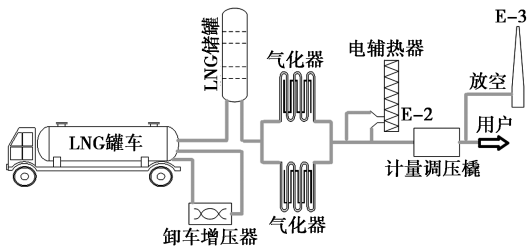


图5 LNG气化站简要流程图

小型橇装LNG气化站的主要设备包括小型LNG储罐、卸车增压器、空温式气化器、电加热器、调压计量撬、放空塔等设备。

LNG通过低温汽车槽车运至橇装气化站,通过卸车增压器对汽车槽车储罐增压,利用压差将LNG送至LNG储罐。工作条件下,储罐增压器将储罐内的LNG增压到0.6 MPa。增压后的低温LNG进入空温式气化器,与空气换热后转化为气态天然气并

升高温度,出口温度比环境温度低10℃,压力为0.45~0.60 MPa,当空温式气化器出口的天然气温度达不到5℃以上时,通过水浴式加热器升温,最后经调压(调压器出口压力为0.35 MPa)、计量后送到加热炉进口。

某油田站场内有2台2330 kW加热炉,对加热炉采用燃油和燃气(LNG)进行对比(表5)。

表5 加热炉燃油/燃气对比表

项目	燃油	燃气
升温负荷/kW	4660	4660
指标	41816 kJ/kg	38931 kJ/m ³
耗能	12.02 t/d	12911 m ³ /d
折合标煤/(t·a ⁻¹)	6268	6268
二氧化碳排放/(t·a ⁻¹)	15670	15670
运行费用/(万元·a ⁻¹)	1184.6	942.5

某油田对燃料不同的5台加热炉进行烟气排放抽检,抽检结果见表6。

表6 加热炉烟气排放表

加热炉 编号	监测结果						燃料 种类
	二氧化硫		氮氧化物		烟尘		
	实测	标准	实测	标准	实测	标准	
1	408	300	439	400	71	60	油气
2	508	300	429	400	238	60	油
3	620	300	521	400	692	60	油
4	656	300	534	400	898	60	油
5	1088	300	581	400	127	60	油
6	88	300	91	400	7.1	30	气

由表6可知,燃油和油气混烧的加热炉排放都严重超标,燃气(油田伴生气)加热炉排放不超标,而LNG(液化天然气)比油田伴生气更加清洁,含硫量比油田伴生气更低,燃烧LNG的加热炉一般都能达到城镇燃气的标准。

因此,以LNG代替燃油虽然体现不出太大的经济效益,但污染物排放小,环保效益明显。

2.3 水源热泵

为了安全输送和高效脱除原油中的采出水,在集输和脱水处理过程中一般要对含水油进行升温,脱除的采出水温度较高,可达40℃以上,特别是在一些含水率较高高温井油田,采出水温度可达60~70℃,目前,各油田对这部分高温采出水直接进行了回注,造成了能源的较大浪费。

水源热泵技术的工作原理(见图 6)就是通过输入少量能源(如电能、伴生气),实现低温位热能向高温位转移。即消耗少部分电能或伴生气,可为站场提供高温热水,从而能够替代燃油加热炉。

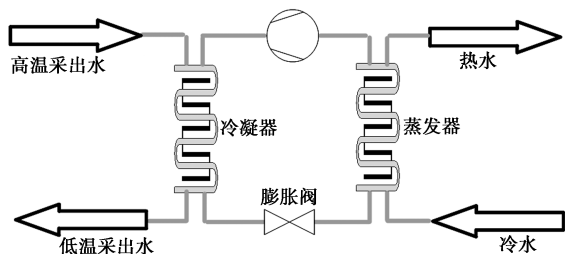


图 6 水源热泵基本原理图

油田联合站内一般都有少量的伴生气,因此可以采用吸收式水源热泵。水源吸收式热泵机组是利用少量的高温热源(如蒸汽、高温热水、可燃性气体燃烧热等)为驱动热源,产生大量的中温有用热能。即利用高温热能驱动,把低温热源的热能提高到中温,从而提高热能的利用效率^[13-15]。除此之外,水源吸收式热泵还有几个优点。

(1)适用范围广:可利用的余热水水体温度为 25~65℃,可制取的热水水温为 50~80℃。

(2)高效节能:水源吸收式热泵机组的性能系数(COP)大于 1,一般为 1.5~2.0。相当于只消耗了 1 kW 高品质热能,可以获得 1.5~2.0 kW 的热能,远高于传统的加热器。

(3)环境效益显著:水源吸收式热泵机组置基本不耗电能,使用站内伴生气,污染排放小。

表 7 水源热泵参数表

项目	数值	
余热系统	流量/(m ³ ·h ⁻¹)	2000
	入口/℃	40
	出口/℃	30
	回收余热/kW	967
供热系统	流量/(m ³ ·h ⁻¹)	100
	入口/℃	65
	出口/℃	80
	制热量/kW	1741
驱动系统	燃气消耗/(m ³ ·d ⁻¹)	2709
	燃气热值/(kJ·m ⁻³)	38931
	能量值/kW	978
	燃气效率/%	0.8
热泵效率	COP	1.78
机组功率/kW		35

某油田联合站有伴生气 3 000 m³/d,站场需要热负荷为 1 700 kW,仅靠燃气不能满足站场负荷需求。但联合站内有采出水 2 000 m³/d,温度为 40℃,利用水源热泵对采出水余热进行回收,具体参数见表 7。

对燃油、LNG、地热水和热泵作为以上站场的补充热源进行经济对比,具体见表 8。

表 8 水源热泵参数表

项目	数值	
供热负荷/kW		1700
燃油	燃油热值/(kJ·kg ⁻¹)	41816
	加热炉效率/%	80
	燃油量/(t·d ⁻¹)	1.59
	运行费用/(万元·a ⁻¹)	185.7
LNG	燃气热值/(kJ·m ⁻³)	38931
	加热炉效率/%	80
	LNG 气量/(m ³ ·d ⁻¹)	1824
	运行费用/(万元·a ⁻¹)	133.15
热泵	用电量/(kWh·d ⁻¹)	840
	效率(COP)	1.78
	运行费用/(万元·a ⁻¹)	107.22
地热水	地热水来水温度/℃	90
	地热水回水温度/℃	60
	地热水提供负荷/kW	617
	地热水用量/(m ³ ·d ⁻¹)	510
	运行费用/(万元·a ⁻¹)	63.29

在油田伴生气不能满足站内负荷情况下,可以采用燃油、LNG、地热水及热泵等方式进行补充,但由表 8 及图 7 可以看出,在需要补充负荷一定的情

表 9 燃油替代能源利用方式对比表

负荷提 供方式	运行 费用	优点	缺点
LNG	高	技术成熟,限制条件较少,任何站场都可以应用	气源价格较贵,运行费用高
地热水	低	运行费用低,可实施性较高	站场附近需有高品质的地热水;采出和回注消耗电量较多
热泵	较低	运行费用较低;应用范围广,只要有污水源就可以应用	站场需要有足够的伴生气为吸收式热泵提供动力;站场需要有足够的污水

况下,利用地热水运行费用最低,利用燃油补充运行费用最高。具体各种燃油替代能源利用方式的优缺点见表9。

LNG技术成熟,但气价较高,随着输气管网的完善,气价有进一步降低的空间;地热资源属于油田内部可再生的清洁能源,应根据其温度高低和距离站场的距离进行综合利用;热泵技术是一种新兴的节能技术,运行费用低。但对站场的低品位热源需求量较大。

3 结语

随着国家对环保要求越来越严格,通过采用清洁能源或其他环保工艺取代排放普遍超标的燃油加热炉是各油田的当务之急。

根据文中论述,LNG、地热水和热泵技术是进行油田加热炉燃油替代的有效途径,在达到安全环保目的的同时,还可以获得可观的经济效益。LNG、地热水和热泵技术各有优点和限制条件,应根据油田站场的实际情况优选合适的技术进行燃油替代。

参考文献

- [1] 张建华.油田企业节能技术与实例分析[M].北京:中国石化出版社,2010:71-78.
- [2] 张华俊,陈伟,李勇.空气源热泵热水器研究与发展前景[J].中

国建设信息供热制冷,2007,12(4):11-13.

- [3] 杨秀丽,胡晓峰,郑炜博,等.油田加热炉运行现状及节能潜力分析[J].石油石化节能,2016,6(9):26-28.
- [4] 徐宝珠.浅析油气田加热炉能效现状与提效对策[J].化工管理,2015,(25):165-165.
- [5] 梁士军,孙德刚,吴照云,等.GB 31453—2015 油田生产系统节能监测规范[S].北京:石油工业出版社,2015.
- [6] 成庆林,李秀娟,吴照云.油田加热炉节能运行的灰色关联综合评价[J].科学技术与工程,2011,11(24):5941-5945.
- [7] 杨良杰,李哲.加热炉热效率与负荷关系研究[J].石油和化工节能,2011,(6):4-8.
- [8] 穆剑.油气田节能监测工作手册[M].北京:石油工业出版社,2013.
- [9] 张志勇.油田用加热炉高效节能运行的研究[J].中国科技博览,2012,(17):200-200.
- [10] 田廷山,李明朗,白冶.中国地热资源及开发利用[M].北京:中国环境科学出版社,2006:100-101.
- [11] 翟志伟,施尚明,朱焕来.油田产出水型地热资源利用探讨—以大庆油田为例[J].自然资源学报,2001,26(3):382-388.
- [12] 张盈盈,李兆慈,丁杨,等.液化天然气的储存与运输技术现状分析[J].现代化工,2016,36(4):4-7.
- [13] 邓建平,杨永平,方俊飞,等.基于化学热泵储能技术的研究进展[J].现代化工,2016,36(9):39-43.
- [14] 曹进仁,周建荣,杨怀成.空气源热泵加热集输工艺技术的应用[J].油气藏评价与开发,2011,1(3):62-64.
- [15] Li Y W, Wang R Z, Wu J Y, et al. Experimental performance analysis on a direct-expansion solar-assisted heat pump waterheater [J]. Applied Thermal Engineering, 2007, 27 (17/18): 2858 - 2868. ■

2017年中国原油对外依存度67.4%

1月16日中国石油集团经济技术研究院在北京举行《2017年国内外油气行业发展报告》发布会。《报告》指出,2017年国际油气价格企稳回升,油气行业全面回暖,我国石油表观消费量达到5.9亿t,增幅5.9%,消费增速达到近6年新高。石油进口与对外依存度也双双创下历史新高,全年进口原油3.96亿t,增长10.8%;对外依存度达到67.4%,增速较上年提高3%。

《报告》分析认为,2017年国内外能源形势发生了一系列重大变化,全球石油市场供需趋于平衡,但仍比较脆弱,原油库存趋于下降,资源国减产和美国增产博弈依然是最大变数;各大石油公司逐步适应了低价油,经营实现盈利;全球天然气市场走出疲软,气价触底反弹;全球油气并购明显回暖,国际大石油公司参与程度提高,储量交易价格同比上升42%。

据《报告》数据统计,2017年,随着经济企稳向好能源消费增速回升,我国能源消费总量达到45.1亿t标准煤,增速为3.5%。其中,煤炭消费39.7亿t,增速2.3%;石油

表观消费量5.9亿t,增长5.9%;天然气消费2352亿m³,增长17%;非化石能源发电量1.64万亿千瓦时,增长6%。

原油生产方面,国内原油产量连续第二年下滑,降至1.92亿t/a。而石油进口量增长至3.96亿t/a,为全球最大的原油进口国。国内炼油能力在停滞2年后,重新呈现加快增长态势,净增1760万t/a,其中新增4000万t/a,淘汰2240万t/a,炼油总能力提高至7.7亿t/a。炼厂平均开工率回升1.9%,达到73.7%。

《报告》对2018年国内外油气市场进行了展望,预计国际油价均价将升至60~65美元/桶,全球油气行业景气程度继续提升;天然气市场景气程度继续提高,LNG市场继续向买方倾斜。国内石油表观消费量将首次突破6亿t,天然气需求仍将保持快速增长;炼油将净增产能3600万t/a,总能力突破8亿t/a,达到8.08亿t/a,新增能力以民营为主,独立炼厂新增能力占全国增量的比例将高达69.4%,独立炼厂总能力占比也将升至33%;石油进口将破4亿t/a,对外依存度逼近70%。(化工报)