

广东大鹏 LNG 接收站运行节能措施

柳 山 魏光华

中海石油广东大鹏液化天然气有限公司

柳山等. 广东大鹏 LNG 接收站运行节能措施. 天然气工业, 2010, 30(12): 77-80.

摘 要 作为中国第一家 LNG 接收站, 中海石油广东大鹏 LNG 接收站正式商业运营 3 a 多来, 在强调安全稳定生产的同时, 还不断摸索 LNG 接收站安全经济运行的措施和办法。结合广东大鹏 LNG 接收站工艺和设备的特点, 通过优化运行方式和生产线起停时间、增加电容补偿装置提高功率因数等措施, 使气化吨气耗电指标降低了 $3.57 \text{ kW} \cdot \text{h/t}$, 2009 年节约电能 $1\,600 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$, 运行成本控制达到国际先进水平。在总结广东大鹏 LNG 接收站节能措施的基础上, 进一步展望了继续适量增大生产线的气化能力、恢复码头冷循环设计运行方式等节能前景, 对其他 LNG 接收站的安全经济运行具有参考价值。

关键词 LNG 接收站 节能措施 生产运行 运行流量 保冷循环量 生产线起停时间

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2010.12.019

液化天然气 (LNG) 接收站将 LNG 船运来的 LNG 卸载、储存后, 通过增压泵将 LNG 输送到气化装置, 再经过管道将天然气输送到城市燃气和电厂等终端用户^[1]。除了设备的折旧、维修费用, 接收站的运行成本主要是 LNG 再气化和蒸发气 (BOG) 处理设备的电能消耗费用。中海石油广东大鹏 LNG 接收站的耗电设施主要包括低压泵、高压泵、开架式气化 (ORV) 的海水泵和 BOG 压缩机^[2]。通常 LNG 接收站的耗能以气化单位吨气所消耗的电量为指标, 单位是 $\text{kW} \cdot \text{h/t}$ 。自 2009 年以来, 在保证安全稳定生产的前提下, 广东大鹏 LNG 接收站运行人员不断摸索有效节能方法, 通过优化设备运行方式和设备起停时间等措施, 使气化单位吨气耗电量指标下降了 17.3%, 运行成本控制达到国际先进水平^[3]。

1 LNG 接收站工艺和主要耗能设备

1.1 LNG 接收站工艺流程

图 1 为 LNG 接收站工艺流程简图, 主要包括卸料单元、储存单元、增压气化单元、蒸发气处理单元和天然气输出单元。耗能设备包括增压气化和 BOG 处理单元^[4]。

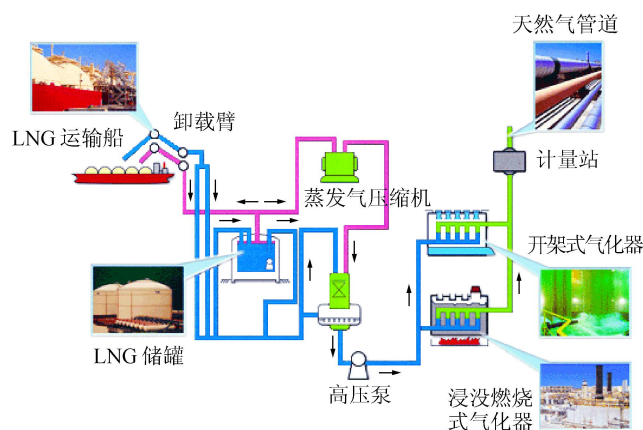


图 1 LNG 接收站工艺流程简图

1.2 LNG 接收站耗能设备

大鹏 LNG 接收站一期增压气化和 BOG 处理设备包括低压泵、高压泵、海水泵和 BOG 压缩机 (表 1)。

2 大鹏 LNG 接收站节能措施及效果分析

2.1 节能措施

2.1.1 优化运行方式

2.1.1.1 适量增大单台气化生产线的运行流量

大鹏 LNG 接收站气化生产线的低压泵、高压泵

表 1 大鹏 LNG 接收站主要耗能设备统计表

设备名称	数量/台	额定功率/kW
低压泵	9	280
高压泵	6	1 800
海水泵	6	815
BOG 压缩机	2	550

和 ORV 的设计额定流量都是 $419 \text{ m}^3/\text{h}$, 增大单套设备的气化能力必须考虑生产线各设备流量增加量的匹配。

根据 NIKKISO 高低压泵出厂性能测试数据结果可知, 低压泵在额定流量至 125% 额定流量区间运行时, 泵效率维持在 74.6% 以上, 电机功率均未超过额定值 280 kW, $500 \text{ m}^3/\text{h}$ 流量点的效率最高; 高压泵在额定流量至最大流量区间运行时, 泵效率维持在 75.1% 以上, 但输入功率在额定流量的 115% 以上时, 超过额定功率 1 800 kW。但实际运行中, 流量在 200 t/h , 未发现功率和电流超额定值现象。

实际运行中, ORV 液化天然气流量为 190 t/h , 海水流量超过 $6\,000 \text{ t/h}$, 出口天然气温度基本接近海水出口温度, 远远超过设计的最低温度 2°C , 海水进出口温差小于 5°C , 满足环保要求。

考虑系统保冷循环量, 2009 年 LNG 接收站气化设备低压泵、高压泵和 ORV 的流量基本分别运行在 $440 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $419 \text{ m}^3/\text{h}$ 、 $408 \text{ m}^3/\text{h}$ (密度按 0.465 t/m^3 计), 既保证了设备在最佳泵效率区间运行, 又能满足设备性能指标, 防止了设备因非正常过载而加速老化和损坏。

2.1.1.2 适量降低系统保冷循环量

LNG 接收站设计保冷循环主要包括码头无卸料时管线循环 (30 t/h)、未运行低压泵和高压泵时的保冷循环 (每台 3 t/h)、槽车站管线循环 (15 t/h) 和零输出管线循环 (15 t/h)。其中未运行高压泵和零输出管线循环基本通过相同管线回罐。

从 C304、C316 材料特性分析, 当管线温度维持在 $-135\sim-140^\circ\text{C}$ 时, 遇到紧急情况管线可以立即投入运行, 对材料刚度和强度无影响^[5]。实际运行中, 码头管线和零输出管线循环量分别降到 20.5 t/h , 管线上、下壁温差并不大, 管线温度在 -140°C 以下。

2.1.1.3 利用输出管线管容调配生产

大鹏 LNG 接收站一期共 3 条输出管线, 管容为 $237\,219 \text{ m}^3$, 将运行压力控制范围从 2008 年的 $84\sim 88 \text{ kg/cm}^2$ 调整到 2009 年的 $82\sim 89 \text{ kg/cm}^2$, 管容存量多增加 438 t 天然气, 可以用于白天高负荷时的调峰。随着主输气管线的扩建, 管容能力进一步加强。但由

于 3 条输气管线的管容因工艺原因不能相互利用, 使得管容的利用能力减弱。

2.1.1.4 合理调整海水使用量

大鹏 LNG 接收站属于调峰站, 有时候夜间只有 1 条生产线运行, 按照以前的惯例, 需要运行 2 台海水泵以满足 ORV 的备用和运行需要。通过合理调整, 降低了 ORV 海水消耗, 只用 1 台海水泵就可以满足 ORV 的一用一备。

2.1.2 优化生产线起停时间

大鹏 LNG 接收站的终端用户分为城市燃气和调峰电厂, 用气高峰在白天, 夜间 24:00~6:00 时用量很低。而晚上非用电高峰区间电价低, 若能充分利用低电价, 并调整好各阶段的管网压力, 对节能工作至关重要。优化起停时间主要要考虑如下因素: ①夜间将管网压力升高至 89 kg/cm^2 左右, 利用了低价谷电对管网升压, 提高了白天管容的调峰能力; ②DCS 操作员根据管网压力曲线上升和下降的趋势和速率, 结合小时预提气量, 将压力运行在规定范围内, 使晚上停生产线的时点既能保证压力不低于 82 kg/cm^2 , 又确保剩余的生产线在最高效率运行将管网升压。

2.1.3 增加电容补偿装置, 提高功率因数

大鹏 LNG 接收站自投产以来, 功率因数偏低, 通过对接收站供电系统全面分析, 对主变压器进行有载调压, 增加电容补偿装置, 改善供电品质, 使全厂的功率因数由 0.85 升高到 0.95。

2.2 节能效果分析

根据 2008 年的运行经验, 多数情况下客户用气量比运行生产线的最大外输量超过不到 100 t/h , 但往往为了这 100 t/h 的差值就需要多启动 1 条生产线, 2009 年通过适量提高生产线的气化能力, 优化起停时间等措施, 按每天平均少启动 1 条生产线 6 h 估算, 耗能至少节约 $1.4 \text{ kW}\cdot\text{h/t}$ 。2008 年 LNG 接收站天然气销售量为 $3\,040\,709 \text{ t}$, 平均单位吨气耗电 $20.59 \text{ kW}\cdot\text{h/t}$ 。通过采取系列节能措施, 2009 年的平均吨气耗电下降到 $17.02 \text{ kW}\cdot\text{h/t}$, 与 2008 年相比, 节约电能 $1\,600\times 10^4 \text{ kW}\cdot\text{h}$ 。

图 2 为 2008 年和 2009 年 LNG 接收站月吨气耗电对比图, 2009 年的月平均吨气耗电指标相应下降, 但年度用气高峰阶段 5~11 月份的下降幅度低于 12~4 月份年度用气低谷阶段。

由于气化生产线启动后要求在额定负荷点以上的区间运行, 优化起停时间的把握需要经验的积累, 同时需要对小时用气预提量、压力趋势、压力变化速率和用户日预提剩余量进行分析和判断, 才能准确确定设备

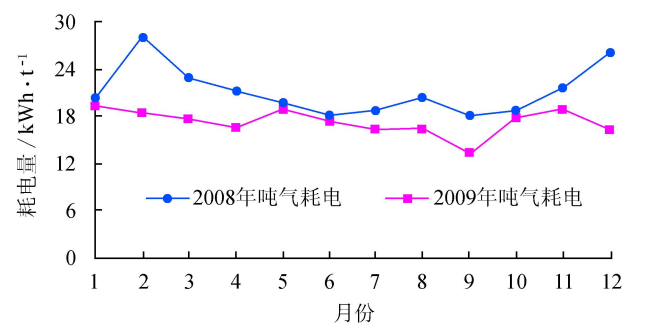


图 2 月吨气耗电对比曲线图

最佳起停时间。生产线设备高负荷运行,还需要密切观察设备运行状况,监视 ORV 进出口海水温差,以满足环保要求。

管线长期运行压力范围增大会造成金属管壁受力的周期性波动加剧,产生疲劳应力,对管线寿命的影响需要持续关注。

3 节能前景展望

3.1 LNG 接收站节能减排措施

1)继续适量增大生产线的气化能力。表 2 为日生

产数据统计表,由表 2 可知,单台气化装置的平均输出流量基本在 180 t/h 左右,如果 ORV 的海水进出口温差小于 5 ℃,增加高压泵的流量可继续增加气化生产线的气化能力。表 3 为高压泵运行性能参数统计表。由表 3 可知,在流量为 500 m³/h 时,高压泵的功率在额定功率 1 800 kW 以内。如果将气化设备低压泵、高压泵和 ORV 的流量分别运行在 500、450、430 m³/h 左右,设备仍运行在最佳效率区间且运行参数正常。

2)恢复码头冷循环设计运行方式。当前码头冷循环量全部回到储罐,如果码头循环 10 t/h 回罐以保持 3 个储罐卸料母管冷态,其余 10 t/h 直接输送到高压泵入口母管,一方面可以利用低压泵做功的 10 t/h 流量,同时可以将码头管线的大部分热量带入外输系统,从而降低蒸发气压缩机的做功,节约电能。

3)不断总结经验,继续优化生产线的起停时间。2009 年基本做到了启动 2 条、3 条、4 条、5 条生产线能分别满足 8 000 t、12 000 t、16 000 t 和 20 000 t 的日用气要求,2010 年以来,尽早启用生产线,可以用 3 条生产线满足 14 000 t 的日用气量,将继续摸索 4 条、

表 2 日生产情况采样数据统计表

日期	日实际提气量/t	7 点压力/kPa	当日最低压力时间	当日最低压力/kPa	满负荷运行时间/h	平均流量/t·h ⁻¹
2008-31	15 527	8 841.2	23:51	8 233.0	85.0	182
2009-04	14 646	8 872.6	23:59	8 433.6	79.0	185
2009-07	13 017	8 727.2	23:28	8 319.6	73.5	177
2009-08	12 582	8 865.5	23:00	8 222.6	69.5	181
2009-09	12 314	8 868.3	22:59	8 179.9	67.5	182
2009-14	14 380	8 835.5	11:25	8 215.0	79.0	182
2009-15	13 838	8 881.1	14:18	8 182.7	73.0	189
2009-16	13 741	8 883.9	13:36	8 189.9	74.0	185

表 3 高压泵运行性能参数统计表¹⁾

时间	输出扬程/m	入口扬程/m	流量/m ³ ·h ⁻¹	马力/kW	输入功率/kW	效率
13:55	2 499.9	190.2	174.7	1 039.6	1.24	48.1%
13:56	2 465.7	180.1	223.7	1 074.9	1.28	59.7%
13:58	2 381.8	182.8	294.7	1 199.0	1.42	67.9%
14:00	2 291.9	181.9	345.2	1 306.4	1.54	70.0%
14:03	2 192.1	184.6	407.8	1 396.7	1.64	73.6%
14:04	2 096.0	183.2	453.6	1 469.3	1.72	74.1%
14:06	2 010.0	181.6	498.6	1 533.3	1.79	74.6%

注:1)时间为 2010-02-16,泵代码为 P1105A。

5 条生产线能分别满足 18 000 t 和 22 000 t 日用气的设备起停方式。

3.2 其他节能措施

1) ORV 进、出口温度差是否可以扩大范围。韩国和日本的 ORV 进出口温度差是 7 ℃, 假若我们的环保指标从现在的 5 ℃改为 7 ℃, LNG 接收站的节能将具有很大的空间。

2) 提高管网压力运行区间。如果日压力运行范围扩大到 70~89 kg/cm², 不但管容对负荷高峰的调节能力更强, 而且可以更多地利用低价电能。

3) 由于香港用户管线的管容存量较小, 可以考虑加装输出干线止回阀旁路阀, 就可以让香港用户充分利用输出干线的管容。

4) 海水泵电机采用变频控制, 根据 ORV 进出口海水温差调整海水流量, 降低海水泵电能消耗。

5) 改造高压泵和 ORV 等 PSV 进口管线, 加装阀门, PSV 年审时可以不放空设备内的 LNG 或 NG, 减少火炬排放量。

6) 加强设备管理, 保证 ORV 的换热性能。

4 结 论

1) 提高气化设备输出能力, 使设备运行在最佳效

率区间, 改变输出和用气流量, 平衡控制为压力控制, 在用气高、低峰谷时对节能的作用非常明显。

2) 通过优化生产线的启停时间, 可以最大限度利用用电谷底低电价, 在相同用电量时达到降低运行成本的目标。

3) 优化工艺流程、调整运行参数、改造设备和加强设备管理等手段都是 LNG 接收站的有效节能方法。但任何方式不能以损害设备、损害环境为代价。

参 考 文 献

- [1] 徐博. 世界 LNG 发展现状与趋势[J]. 石油管理干部学院学报, 2004, 11(2): 2-5.
- [2] 赵德廷. 广东大鹏 LNG 接收站终端总体设计及主要工艺优化[J]. 中国海上油气, 2007, 19(3): 208-213.
- [3] NOMACK M. Energy profile of Japan[R/OL]. (2009-12-01)[2010-03-16] http://www.eoearth.org/article/Energy_profile_of_Japan.
- [4] 顾安忠. 液化天然气技术[M]. 北京: 机械工业出版社, 2003.
- [5] 戴起勋. 金属材料学[M]. 北京: 化学工业出版社, 2005.

(修改回稿日期 2010-10-04 编辑 何 明)