



(12) 发明专利

(10) 授权公告号 CN 113061905 B

(45) 授权公告日 2024. 12. 27

(21) 申请号 202110309943.2

(22) 申请日 2021.03.23

(65) 同一申请的已公布的文献号
申请公布号 CN 113061905 A

(43) 申请公布日 2021.07.02

(73) 专利权人 中国海洋石油集团有限公司
地址 100010 北京市东城区朝阳门北大街
25号

专利权人 中海石油炼化有限责任公司
中海石油石化工程有限公司

(72) 发明人 王江涛 鹿晓斌 郭雷 曲顺利
王芳 张京周 杨璐

(74) 专利代理机构 北京品源专利代理有限公司
11332

专利代理师 巩克栋

(51) Int. Cl.

G25B 1/04 (2021.01)

G25B 9/00 (2021.01)

G25B 9/65 (2021.01)

G01B 3/34 (2006.01)

F25J 1/02 (2006.01)

F25J 5/00 (2006.01)

F01K 25/10 (2006.01)

(56) 对比文件

CN 214572258 U, 2021.11.02

审查员 兰天

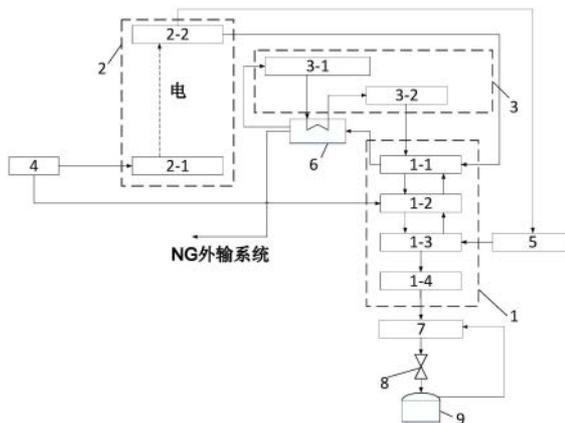
权利要求书2页 说明书7页 附图1页

(54) 发明名称

一种基于LNG接收站的氢气制取和液化装置系统
系统及方法

(57) 摘要

本发明提供了一种基于LNG接收站的氢气制取和液化装置系统及方法,所述氢气制取和液化装置系统包括氢气液化及冷能利用工段、天然气冷能发电及电解水制氢工段、天然气制氢工段、液氢存储单元以及LNG供给单元。所述氢气制取和液化的方法包括独立进行的氢气制取和氢气液化;所述氢气制取包括如下步骤:LNG经过冷能利用后进行重整制氢;冷能利用产生的能源用于电解水制氢;所述氢气液化包括依次进行的H₂-NG预冷、LNG预冷、液氮预冷以及超低温预冷。本发明充分依托LNG接收站中大量的LNG冷能实现氢气的液化和制取,实现LNG和氢能产业链优化匹配,降低了氢气制取成本和液化成本,同时没有二氧化碳的产生,有利于环境保护。



1. 一种基于LNG接收站的氢气制取和液化装置系统,其特征在于,所述氢气制取和液化装置系统包括氢气液化及冷能利用工段、天然气冷能发电及电解水制氢工段、天然气制氢工段、液氢存储单元以及LNG供给单元;

所述氢气液化及冷能利用工段包括依次连接的H₂-NG预冷单元、LNG预冷单元、液氮预冷单元和超低温预冷单元;

所述天然气冷能发电及电解水制氢工段包括LNG冷能利用发电单元和电解水制氢单元;LNG冷能利用发电单元用于为电解水制氢单元供电;

所述电解水制氢单元产生的氢气出口与H₂-NG预冷单元连接;

所述天然气制氢工段包括依次连接的天然气重整制氢单元和氢气提纯预冷单元;氢气提纯预冷单元的氢气出口与H₂-NG预冷单元连接;

所述超低温预冷单元通过节流阀与液氢存储单元连接;

所述超低温预冷单元与节流阀之间设置有仲-正氢转化反应器;

所述LNG供给单元分别独立地与LNG冷能利用发电单元以及LNG预冷单元连接;LNG流经LNG冷能利用发电单元后流入电解水制氢单元;LNG流经LNG预冷单元后流入天然气重整制氢单元;

所述氢气制取和液化装置系统还包括换热单元;

LNG依次流经LNG预冷单元、H₂-NG预冷单元与换热单元后流入天然气重整制氢单元;

所述天然气重整制氢单元产生的氢气作为热源流经换热单元后,流入氢气提纯预冷单元。

2. 根据权利要求1所述的氢气制取和液化装置系统,其特征在于,所述氢气制取和液化装置系统还包括LNG冷能空分单元;

所述电解水制氢单元的副产氧气管路与LNG冷能空分单元相连接。

3. 一种基于LNG接收站的氢气制取和液化方法,其特征在于,所述氢气制取和液化方法在权利要求1或2所述的氢气制取和液化装置系统中进行。

4. 根据权利要求3所述的氢气制取和液化方法,其特征在于,所述氢气制取和液化方法包括独立进行的氢气制取和氢气液化。

5. 根据权利要求4所述的氢气制取和液化方法,其特征在于,所述氢气制取包括如下步骤:LNG经过冷能利用后进行重整制氢;冷能利用产生的能源用于电解水制氢。

6. 根据权利要求4所述的氢气制取和液化方法,其特征在于,所述氢气液化包括依次进行的H₂-NG预冷、LNG预冷、液氮预冷以及超低温预冷;

经过超低温预冷后的氢气进入仲-正氢转化反应器,经过仲-正氢转化反应器的氢气储存至液氢存储单元。

7. 根据权利要求6所述的氢气制取和液化方法,其特征在于,氢气经过H₂-NG预冷后降温至-50℃至-30℃。

8. 根据权利要求6所述的氢气制取和液化方法,其特征在于,氢气经过LNG预冷后降温至-155℃至-135℃。

9. 根据权利要求6所述的氢气制取和液化方法,其特征在于,氢气经过液氮预冷后降温至-190℃至-185℃。

10. 根据权利要求6所述的氢气制取和液化方法,其特征在于,氢气经过超低温预冷后

降温至-250℃至-243℃。

11. 根据权利要求6所述的氢气制取和液化方法,其特征在于,所述液氮预冷单元所用冷源来自LNG冷能空分单元。

12. 根据权利要求6所述的氢气制取和液化方法,其特征在于,所述液氮预冷单元中的液氮压力为0.6MPag-1.0MPag。

13. 根据权利要求6所述的氢气制取和液化方法,其特征在于,所述液氮预冷单元的温度为-196℃至-190℃。

14. 根据权利要求5所述的氢气制取和液化方法,其特征在于,LNG的供给压力为2MPag-6MPag。

15. 根据权利要求5所述的氢气制取和液化方法,其特征在于,所述LNG的供给温度为-160℃至-145℃。

16. 根据权利要求5所述的氢气制取和液化方法,其特征在于,所述氢气制取和液化方法包括独立进行的氢气制取和氢气液化;

所述氢气制取包括如下步骤:LNG经过冷能利用后进行重整制氢;冷能利用产生的能源用于电解水制氢;

所述氢气液化包括依次进行的H₂-NG预冷、LNG预冷、液氮预冷以及超低温预冷;经过超低温预冷后的氢气进入仲-正氢转化反应器,经过仲-正氢转化反应器的氢气储存至液氢存储单元;氢气经过H₂-NG预冷后降温至-50℃至-30℃;氢气经过LNG预冷后降温至-155℃至-135℃;氢气经过液氮预冷后降温至-190℃至-185℃;氢气经过超低温预冷后降温至-250℃至-243℃;所述液氮预冷所用冷源来自LNG冷能空分单元。

一种基于LNG接收站的氢气制取和液化装置系统及方法

技术领域

[0001] 本发明属于LNG冷能利用和氢能绿色技术领域,具体涉及LNG冷能利用、制氢工艺和氢气液化工艺,尤其涉及一种基于LNG接收站的氢气制取和液化系统及其工艺方法。

背景技术

[0002] 在未来世界能源发展舞台中,氢能将承担着举足轻重的地位,作为能源载体和能源互联媒介具有零碳、高效显著优势,若氢能实现广泛应用将会促进全球能源转型升级。

[0003] 目前氢能产业链中最重要的也是影响最大的就是氢气的制取和运输。制氢方法主要有五种技术路线:工业尾气制氢、化工原料制氢、石化原料制氢、电解水制氢和新型制氢方法等,天然气制氢、煤制氢成本较低,成为短期发展氢能的核心,而可再生能源发电电解水制氢由于无二氧化碳排放,属于绿氢,被认为是未来的制氢来源终极解决方式。虽然电解水制氢的技术相对已经比较成熟,制氢效率也已经能达到70%,但电解水制氢技术成本太高,而这其中主要因素就是占总成本的78%的电价,因而电价的下降必将带来氢气成本的大幅下降。但是对于近期氢能的发展依然要依托于化石能源制氢,天然气制氢产量高、加工成本较低,排放的温室气体少,因此天然气成为多个国家制造氢气的主要原料。

[0004] CN 112408323A公开了一种天然气制氢设备和方法,所述天然气制氢设备包括中心传输单元和环绕其设置的催化反应单元所述催化反应单元从下至上依次设置有重整催化区、冷却区和变换催化区;所述天然气制氢设备的底部设置有助燃气入口;所述中心传输单元的顶部设置有原料气入口;所述天然气制氢的设备内设置有折流板;所述折流板的中心线和所述天然气制氢设备的中心线相重合;所述天然气制氢方法包括:将原料气预热后经过助燃气燃烧区,之后依次通过重整反应、冷却和变换催化得到富氢气体。上述方法虽能制取氢气,但是所述氢气为气态氢,氢气在运输过程中存在着极大地安全隐患,不利用应用于市场。

[0005] CN 112301363A公开了一种可移动式制氢装置,该装置包括载重汽车和安装在载重汽车上的移动式制氢箱;移动式制氢箱内安装有配电模块、水处理及冷却水模块、电解水制氢模块、氢气液化模块;配电模块与外部供电线路相连;水处理及冷却水模块分别与外部供水系统、电解水制氢模块相连,将外部供水进行除杂处理后将清洁电解水送至电解水制氢模块中,同时为电解水制氢模块提供冷却水;电解水制氢模块还与氢气液化模块相连,用于将电解水制氢模块制得的氢气传输至氢气液化模块中进行液化;该装置可以有效实现电解水制氢及氢气液化,但是在电解水制氢过程中需要外接电路,增大了电解水制氢过程中的制氢成本,且外接电路有可能有具有安全隐患。

[0006] CN 112391641A公开了一种电解水制氢装置及方法,该装置包括发电系统、热水循环利用系统及电解水制氢系统;所述发电系统用于对水进行加热生产水蒸气,并利用水蒸气进行发电;所述电解水制氢系统用于利用所述发电系统提供的电能进行电解水制氢;所述热水循环利用系统用于对所述发电系统发电之后的热水进行循环处理和余热回收,并利用回收的余热对循环处理后的水进行加热,再将加热后的水送至电解水制氢系统用作电解

液;该专利所述方法包括如下步骤:(1)利用发电系统对水进行加热生产水蒸气,并利用水蒸气进行发电;(2)利用电解水制氢系统,并以所述发电系统提供的电能进行电解水制氢;(3)利用热水循环利用系统对所述发电系统发电之后的热水进行循环处理和余热回收,利用回收的余热对循环处理后的水进行加热,再将加热后的水送至电解水制氢系统用作电解液并进行电解水制氢。该装置可以有效实现电解水制氢,但是所述氢气为气态氢,气态氢不易储存;此外,氢气在运输过程中存在着极大地安全隐患,且运输成本较高。

[0007] 因此,如何提供一种低成本、低能耗的氢气制取和液化方法,已成为本领域亟需解决的技术问题。

发明内容

[0008] 本发明的目的在于提供一种基于LNG接收站的氢气制取和液化装置系统及方法。本发明提供的基于LNG接收站的氢气制取和液化装置系统,充分依托LNG接收站中大量的LNG冷能实现氢气的液化和制取,实现LNG和氢能产业链优化匹配,降低了氢气制取成本和液化成本,同时没有二氧化碳的产生,有利于环境保护。

[0009] 为达到此发明目的,本发明采用以下技术方案:

[0010] 第一方面,本发明提供了一种基于LNG接收站的氢气制取和液化装置系统,所述氢气制取和液化装置系统包括氢气液化及冷能利用工段、天然气冷能发电及电解水制氢工段、天然气制氢工段、液氢存储单元以及LNG供给单元;

[0011] 所述氢气液化及冷能利用工段包括依次连接的 H_2 -NG预冷单元、LNG预冷单元、液氮预冷单元和超低温预冷单元;

[0012] 所述天然气冷能发电及电解水制氢工段包括LNG冷能利用发电单元和电解水制氢单元;LNG冷能利用发电单元用于为电解水制氢单元供电;

[0013] 所述电解水制氢单元产生的氢气出口与 H_2 -NG预冷单元连接;

[0014] 所述天然气制氢工段包括依次连接的天然气重整制氢单元和氢气提纯预冷单元;氢气提纯预冷单元的氢气出口与 H_2 -NG预冷单元连接;

[0015] 所述超低温预冷单元通过节流阀与液氢存储单元连接;

[0016] 所述超低温预冷单元与节流阀之间设置有仲-正氢转化反应器;

[0017] 所述LNG供给单元分别独立地与LNG冷能利用发电单元以及LNG预冷单元连接;LNG流经LNG冷能利用发电单元后流入电解水制氢单元;LNG流经LNG预冷单元后流入天然气重整制氢单元。

[0018] 本发明所述 H_2 -NG预冷单元、LNG预冷单元、液氮预冷单元和超低温预冷单元分别独立地包含有仲-正氢转化反应器。

[0019] 本发明所述LNG冷能利用发电单元的工作原理为:LNG通过采用冷媒介质实现冷能发电;所述冷媒介质包括乙烷、丙烷或丁烷。本发明依托LNG供给单元提供的冷能在LNG冷能利用发电单元实现了冷能发电,可直接供给装置系统内的电解水制氢单元,实现氢气的制取。

[0020] 优选地,液氢存储单元中液氢吸热气化的多余氢气返还至仲-正氢转化反应器,被重新处理后再经由节流阀流入液氢存储单元。

[0021] 优选地,所述氢气制取和液化装置系统还包括换热单元。

[0022] 优选地,所述LNG依次流经LNG预冷单元、H₂-NG预冷单元与换热单元后流入天然气重整制氢单元。

[0023] 优选地,所述天然气重整制氢单元产生的氢气作为热源流经换热单元后,流入氢气提纯预冷单元。

[0024] 本发明所述流经LNG预冷单元与H₂-NG预冷单元的LNG作为冷源流入换热单元,经换热单元处理后一部分流入天然气重整制氢单元,一部分直接返回至NG外输系统。本发明不对流入天然气重整制氢单元的LNG的流量做具体限定,主要根据制氢规模以及冷能发电规模确定流入天然气重整制氢单元的LNG的流量,同时确保实现换热单元的换热平衡即可。

[0025] 优选地,所述氢气制取和液化装置系统还包括LNG冷能空分单元。

[0026] 优选地,所述电解水制氢单元的副产氧气管路与LNG冷能空分单元相连接。

[0027] 优选地,所述LNG冷能空分单元的冷媒来源为LNG供给单元。

[0028] 第二方面,本发明提供一种基于LNG接收站的氢气制取和液化的方法,所述氢气制取和液化方法包括独立进行的氢气制取和氢气液化。

[0029] 优选地,所述氢气制取包括如下步骤:LNG经过冷能利用后进行重整制氢;冷能利用产生的能源用于电解水制氢。

[0030] 本发明所述LNG经过冷能利用后进行重整制氢以及冷能利用产生的能源用于电解水制氢,所制得的氢气纯度 $\geq 99.7\%$,且不含有CO、H₂S。

[0031] 优选地,所述氢气液化包括依次进行的H₂-NG预冷、LNG预冷、液氮预冷以及超低温预冷。

[0032] 优选地,经过超低温预冷后的氢气进入仲-正氢转化反应器,经过仲-正氢转化反应器的氢气储存至液氢存储单元。

[0033] 优选地,氢气经过H₂-NG预冷后降温至-50℃至-30℃,例如可以是-50℃、-45℃、-40℃、-35℃或-30℃,但不限于所列举的数值,数值范围内其它未列举的数值同样适用。

[0034] 优选地,氢气经过LNG预冷后降温至-155℃至-135℃,例如可以是-155℃、-150℃、-145℃、-140℃或-135℃,但不限于所列举的数值,数值范围内其它未列举的数值同样适用。

[0035] 优选地,氢气经过液氮预冷后降温至-190℃至-185℃,例如可以是-190℃、-189℃、-188℃、-187℃、-186℃或-185℃,但不限于所列举的数值,数值范围内其它未列举的数值同样适用。

[0036] 优选地,氢气经过超低温预冷后降温至-250℃至-243℃,例如可以是-250℃、-249℃、-248℃、-247℃、-246℃、-245℃、-244℃或-243℃,但不限于所列举的数值,数值范围内其它未列举的数值同样适用。

[0037] 优选地,所述液氮预冷单元所用冷源来自LNG冷能空分单元。

[0038] 优选地,所述液氮预冷单元中的压力为0.6MPag-1.0MPag,例如可以是0.6MPag、0.7MPag、0.8MPag、0.9MPag或1.0MPag,但不限于所列举的数值,数值范围内其它未列举的数值同样适用。

[0039] 优选地,所述超低温预冷的冷能来源包括液氢气化、液氢、外部氢气膨胀循环或氦气膨胀制冷循环。

[0040] 优选地,LNG的供给压力为2MPag-6MPag,例如可以是2MPag、3MPag、4MPag、5MPag或

6MPag,但不限于所列举的数值,数值范围内其它未列举的数值同样适用。

[0041] 优选地,LNG的供给温度为-160°C至-145°C,例如可以是-160°C、-158°C、-156°C、-154°C、-152°C、-150°C、-148°C或-145°C,但不限于所列举的数值,数值范围内其它未列举的数值同样适用。

[0042] 优选地,所述液氮预冷单元的温度为-196°C至-190°C,例如可以是-196°C、-195°C、-194°C、-193°C、-192°C、-191°C或-190°C,但不限于所列举的数值,数值范围内其它未列举的数值同样适用。

[0043] 作为本发明的优选技术方案,所述氢气制取和液化方法包括独立进行的氢气制取和氢气液化;

[0044] 所述氢气制取包括如下步骤:LNG经过冷能利用后进行重整制氢;冷能利用产生的能源用于电解水制氢;

[0045] 所述氢气液化包括依次进行的H₂-NG预冷、LNG预冷、液氮预冷以及超低温预冷;经过超低温预冷后的氢气进入仲-正氢转化反应器,经过仲-正氢转化反应器的氢气储存至液氢存储单元;氢气经过H₂-NG预冷后降温至-50°C至-30°C;氢气经过LNG预冷后降温至-155°C至-135°C;氢气经过液氮预冷后降温至-190°C至-185°C;氢气经过超低温预冷后降温至-250°C至-243°C;所述液氮预冷所用冷源来自LNG冷能空分单元。

[0046] 相对于现有技术,本发明具有以下有益效果:

[0047] 本发明提供的基于LNG接收站的氢气制取和液化装置系统,充分依托LNG接收站中大量的LNG冷能实现氢气的液化和制取,实现LNG和氢能产业链优化匹配,降低了氢气制取成本和液化成本,同时没有二氧化碳的产生,有利于环境保护。

附图说明

[0048] 图1是本发明的基于LNG接收站的氢气制取和液化系统装置图;

[0049] 其中,1为氢气液化及冷能利用工段;2为天然气冷能发电及电解水制氢工段;3为天然气制氢工段;1-1为H₂-NG预冷单元;1-2为LNG预冷单元;1-3为液氮预冷单元;1-4为超低温预冷单元;2-1为LNG冷能利用发电单元;2-2为电解水制氢单元;3-1为天然气重整制氢单元;3-2为氢气提纯预冷单元;4为LNG供给单元;5为LNG冷能空分单元;6为换热单元;7为仲-正氢转化反应器;8为节流阀;9为液氢存储单元。

具体实施方式

[0050] 下面通过具体实施方式来进一步说明本发明的技术方案。本领域技术人员应该明了,所述实施例仅仅是帮助理解本发明,不应视为对本发明的具体限制。

[0051] 本发明具体实施方式中使用的LNG为相同的LNG,其供给压力为6MPag,供给温度为-150°C。所述LNG的组成如下表所示:

组分	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	S
含量(%)	97.032	2.014	0.346	0.200	0.25	0.10	0.058

[0053] 实施例1

[0054] 本实施例设置了一种基于LNG接收站的氢气制取和液化装置系统,如图1所示,包括氢气液化及冷能利用工段1、天然气冷能发电及电解水制氢工段2、天然气制氢工段3、液

氢存储单元9以及LNG供给单元4;

[0055] 所述氢气液化及冷能利用工段1包括依次连接的H₂-NG预冷单元1-1、LNG预冷单元1-2、液氮预冷单元1-3和超低温预冷单元1-4;

[0056] 所述天然气冷能发电及电解水制氢工段2包括LNG冷能利用发电单元2-1和电解水制氢单元2-2;LNG冷能利用发电单元2-1用于为电解水制氢单元2-2供电;

[0057] 所述电解水制氢单元2-2产生的氢气出口与H₂-NG预冷单元1-1连接;

[0058] 所述天然气制氢工段3包括依次连接的天然气重整制氢单元3-1和氢气提纯预冷单元3-2;氢气提纯预冷单元3-2的氢气出口与H₂-NG预冷单元1-1连接;

[0059] 所述超低温预冷单元1-4通过节流阀8与液氢存储单元9连接;

[0060] 所述超低温预冷单元1-4与节流阀8之间设置有仲-正氢转化反应器7;

[0061] 所述LNG供给单元4分别独立地与LNG冷能利用发电单元2-1以及LNG预冷单元连接1-2;LNG流经LNG冷能利用发电单元2-1后流入电解水制氢单元2-2;LNG流经LNG预冷单元1-2后流入天然气重整制氢单元3-1。

[0062] 所述氢气制取和液化装置系统还包括换热单元6;

[0063] LNG依次流经LNG预冷单元1-2、H₂-NG预冷单元1-1与换热单元6后流入天然气重整制氢单元3-1;

[0064] 所述天然气重整制氢单元3-1产生的氢气作为热源流经换热单元6后,流入氢气提纯预冷单元3-2。

[0065] 所述氢气制取和液化装置系统还包括LNG冷能空分单元5;

[0066] 所述电解水制氢单元3-2的副产氧气管路与LNG冷能空分单元5相连接;

[0067] 所述LNG冷能空分单元5的冷媒来源为LNG供给单元4。

[0068] 应用本实施例提供的基于LNG接收站的氢气制取和液化装置系统,氢气制取和液化的方法包括独立进行的氢气制取和氢气液化。

[0069] 所述氢气制取包括如下步骤:LNG经过冷能利用后进行重整制氢;冷能利用产生的能源用于电解水制氢。

[0070] 所述氢气液化包括依次进行的H₂-NG预冷、LNG预冷、液氮预冷以及超低温预冷;氢气经过H₂-NG预冷后降温至-50°C;氢气经过LNG预冷后降温至-155°C;氢气经过液氮预冷后降温至-190°C;氢气经过超低温预冷后降温至-250°C;所述液氮预冷所用冷源来自LNG冷能空分单元。

[0071] 将经过超低温预冷后的氢气通入仲-正氢转化反应器7,然后经过节流阀8储存至液氢存储单元9。

[0072] 所述液氮预冷单元1-3所用的冷源来自LNG冷能空分单元5。

[0073] 所述液氮预冷单元1-3中液氮压力为1.0MPag。

[0074] 所述液氮预冷单元1-3的温度为-196°C。

[0075] 所述超低温预冷单元1-4的冷源来自液氢气化。

[0076] 本实施例经过LNG经过冷能利用后进行重整制氢所得氢气的纯度为99.78%,经过冷能利用产生的能源用于电解水制氢所得氢气的纯度为99.82%。本实施例充分依托LNG冷能实现氢气制取和氢气液化,降低了制氢成本,且在氢气制取和液化过程中没有有毒有害气体的排放,有利于环境保护。

[0077] 实施例2

[0078] 应用实施例1提供的基于LNG接收站的氢气制取和液化装置系统,氢气制取和液化的方法包括独立进行的氢气制取和氢气液化。

[0079] 所述氢气制取包括如下步骤:LNG经过冷能利用后进行重整制氢;冷能利用产生的能源用于电解水制氢。

[0080] 所述氢气液化包括依次进行的H₂-NG预冷、LNG预冷、液氮预冷以及超低温预冷;氢气经过H₂-NG预冷后降温至-30℃;氢气经过LNG预冷后降温至-135℃;氢气经过液氮预冷后降温至-185℃;氢气经过超低温预冷后降温至-243℃。

[0081] 将经过超低温预冷后的氢气通入仲-正氢转化反应器7,然后经过节流阀8流至液氢存储单元9。

[0082] 所述液氮预冷单元1-3所用的冷源来自LNG冷能空分单元5。

[0083] 所述液氮预冷单元1-3中液氮压力为0.8MPag。

[0084] 所述液氮预冷单元1-3的温度为-190℃。

[0085] 所述超低温预冷单元1-4的冷源来自液氢气化

[0086] 本实施例充分依托LNG冷能实现氢气制取和氢气液化,降低了制氢成本,且在氢气制取和液化过程中没有有毒有害气体的排放,有利于环境保护。

[0087] 实施例3

[0088] 应用实施例1提供的基于LNG接收站的氢气制取和液化装置系统,氢气制取和液化的方法包括独立进行的氢气制取和氢气液化。

[0089] 所述氢气制取包括如下步骤:LNG经过冷能利用后进行重整制氢;冷能利用产生的能源用于电解水制氢。

[0090] 所述氢气液化包括依次进行的H₂-NG预冷、LNG预冷、液氮预冷以及超低温预冷;氢气经过H₂-NG预冷后降温至-40℃;氢气经过LNG预冷后降温至-145℃;氢气经过液氮预冷后降温至-190℃;氢气经过超低温预冷后降温至-248℃。

[0091] 将经过超低温预冷后的氢气通入仲-正氢转化反应器7,然后经过节流阀8流至液氢存储单元9。

[0092] 所述液氮预冷单元1-3所用的冷源来自LNG冷能空分单元5。

[0093] 所述液氮预冷单元1-3中液氮压力为0.6MPag。

[0094] 所述液氮预冷单元1-3的温度为-196℃。

[0095] 所述超低温预冷单元1-4的冷源来自外部氢气膨胀循环。

[0096] 本实施例充分依托LNG冷能实现氢气制取和氢气液化,降低了制氢成本,且在氢气制取和液化过程中没有有毒有害气体的排放,有利于环境保护。

[0097] 实施例4

[0098] 应用实施例1提供的基于LNG接收站的氢气制取和液化装置系统,氢气制取和液化的方法包括独立进行的氢气制取和氢气液化。

[0099] 所述氢气制取包括如下步骤:LNG经过冷能利用后进行重整制氢;冷能利用产生的能源用于电解水制氢。

[0100] 所述氢气液化包括依次进行的H₂-NG预冷、LNG预冷、液氮预冷以及超低温预冷;氢气经过H₂-NG预冷后降温至-45℃;氢气经过LNG预冷后降温至-148℃;氢气经过液氮预冷后

降温至 -188°C ;氢气经过超低温预冷后降温至 -245°C 。

[0101] 将经过超低温预冷后的氢气通入仲-正氢转化反应器7,然后经过节流阀8流至液氢存储单元9。

[0102] 所述液氮预冷单元1-3所用的冷源来自LNG冷能空分单元5。

[0103] 所述液氮预冷单元1-3中液氮压力为 0.9MPag 。

[0104] 所述液氮预冷单元1-3的温度为 -194°C 。

[0105] 所述超低温预冷单元1-4的冷源来自氦气膨胀制冷循环。

[0106] 本实施例充分依托LNG冷能实现氢气制取和氢气液化,降低了制氢成本,且在氢气制取和液化过程中没有有毒有害气体的排放,有利于环境保护。

[0107] 实施例5

[0108] 本实施例与实施例1的区别仅在于:氢气制取的步骤只包括LNG经过冷能利用后进行重整制氢。

[0109] 本实施例充分依托LNG冷能实现氢气制取和氢气液化,降低了制氢成本,且在氢气制取和液化过程中没有有毒有害气体的排放,有利于环境保护。

[0110] 实施例6

[0111] 本实施例与实施例1的区别仅在于:氢气制取的步骤只包括冷能利用产生的能源用于电解水制氢。

[0112] 本实施例充分依托LNG冷能实现氢气制取和氢气液化,降低了制氢成本,且在氢气制取和液化过程中没有有毒有害气体的排放,有利于环境保护。

[0113] 综上所述,本发明提供的基于LNG接收站的氢气制取和液化装置系统,充分依托LNG接收站中大量的LNG冷能实现氢气的液化和制取,实现LNG和氢能产业链优化匹配,降低了氢气制取成本和液化成本,同时没有二氧化碳的产生,有利于环境保护。使用本发明提供的基于LNG接收站的氢气制取和液化装置系统制取的氢气的纯度在99.7%以上。

[0114] 申请人声明,以上所述仅为本发明的具体实施方式,但本发明的保护范围并不局限于此,所属技术领域的技术人员应该明了,任何属于本技术领域的技术人员在本发明揭露的技术范围内,可轻易想到的变化或替换,均落在本发明的保护范围和公开范围之内。

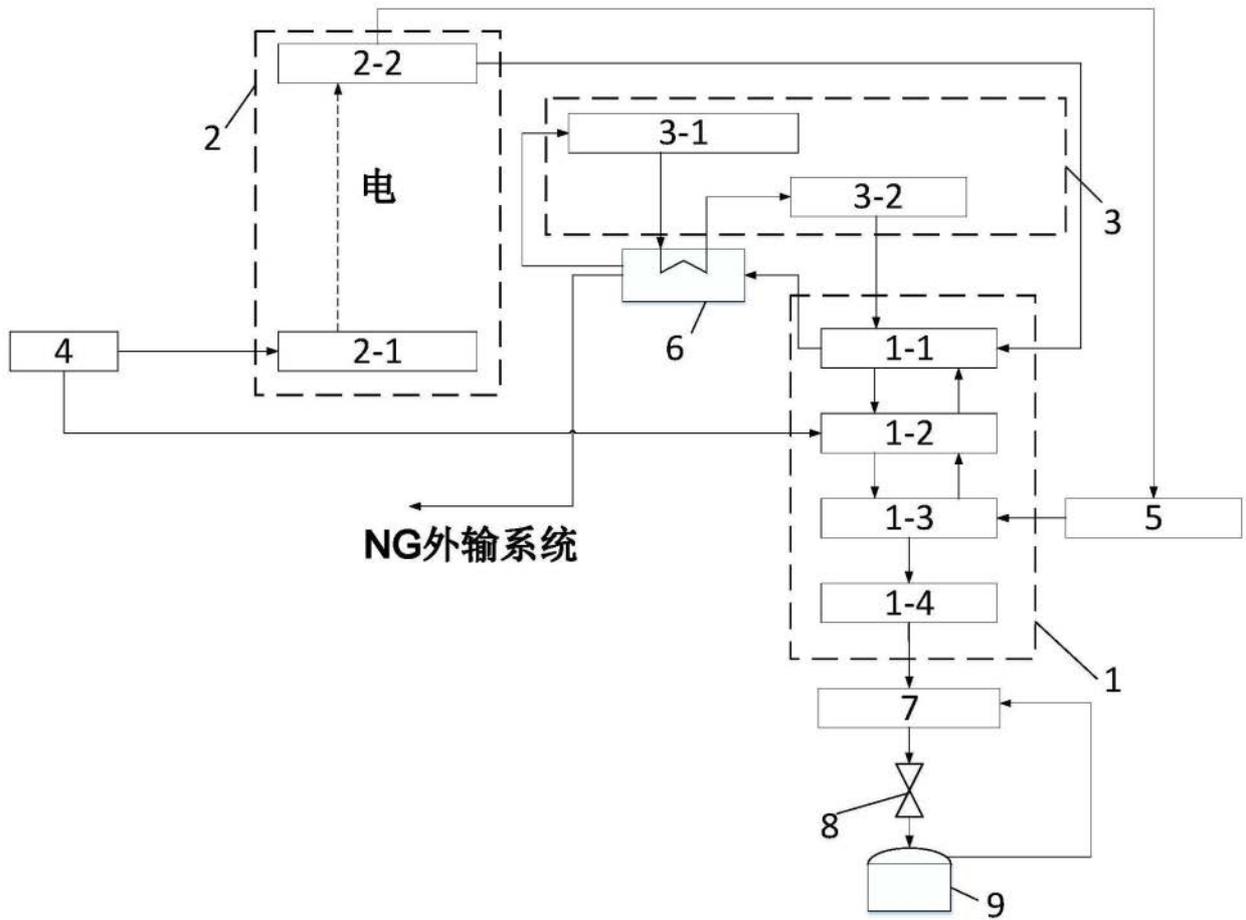


图1