

(19) 日本国特許庁 (JP)

(12) 特 許 公 報 (B2)

(11) 特許番号

特許第6273472号
(P6273472)

(45) 発行日 平成30年2月7日 (2018.2.7)

(24) 登録日 平成30年1月19日 (2018.1.19)

(51) Int. Cl.	F 1
F 1 7 C 13/00 (2006.01)	F 1 7 C 13/00 3 0 2 A
B 6 3 B 11/04 (2006.01)	B 6 3 B 11/04 B
B 6 3 B 25/16 (2006.01)	B 6 3 B 25/16 D
B 6 3 J 2/12 (2006.01)	B 6 3 J 2/12 A

請求項の数 8 (全 17 頁)

(21) 出願番号	特願2014-513437 (P2014-513437)	(73) 特許権者	513049387
(86) (22) 出願日	平成24年5月31日 (2012.5.31)		デウ シップビルディング アンド マリ
(65) 公表番号	特表2014-517230 (P2014-517230A)		ン エンジニアリング カンパニー リミ
(43) 公表日	平成26年7月17日 (2014.7.17)		テッド
(86) 国際出願番号	PCT/KR2012/004279		大韓民国 1 0 0 - 1 8 0 ソウルシ チ
(87) 国際公開番号	W02012/165865		ュング ナンデムンロ 1 2 5
(87) 国際公開日	平成24年12月6日 (2012.12.6)	(74) 代理人	100077665
審査請求日	平成26年1月28日 (2014.1.28)		弁理士 千葉 剛宏
審判番号	不服2016-7227 (P2016-7227/J1)	(74) 代理人	100116676
審判請求日	平成28年5月18日 (2016.5.18)		弁理士 宮寺 利幸
(31) 優先権主張番号	10-2011-0052274	(74) 代理人	100149261
(32) 優先日	平成23年5月31日 (2011.5.31)		弁理士 大内 秀治
(33) 優先権主張国	韓国 (KR)	(74) 代理人	100136548
(31) 優先権主張番号	10-2011-0055067		弁理士 仲宗根 康晴
(32) 優先日	平成23年6月8日 (2011.6.8)		
(33) 優先権主張国	韓国 (KR)		最終頁に続く

(54) 【発明の名称】 L N G燃料を用いた冷熱回収装置及びこれを有する液化ガス運搬船

(57) 【特許請求の範囲】

【請求項 1】

L N Gを推進燃料とし且つ液化ガスを運搬する液化ガス運搬船において用いられ、L N G燃料の冷熱を利用して、複数の液化ガスタンクで発生するボイルオフガスを処理するための冷熱回収装置であって、

前記複数の液化ガスタンクで発生したボイルオフガスを処理するために、燃料としてのL N Gを貯蔵するL N G燃料タンクからエンジンへ供給されるL N Gの冷熱を利用する冷熱利用手段を含み、

前記冷熱利用手段は、液化ガスが貯蔵された前記複数の液化ガスタンクから気体配管を介して供給されるボイルオフガスを、前記L N G燃料タンクから排出されるL N Gの冷熱を利用して再液化させて液体配管を介して前記複数の液化ガスタンクに戻す再液化タンクであり、

前記複数の液化ガスタンクは、2個を超える個数で設けられ、

さらに、前記複数の液化ガスタンクのそれぞれから供給されるボイルオフガスを前記再液化タンクに供給されるようにする気体マニフォールド；及び

前記再液化タンクから排出される再液化ガスを前記複数の液化ガスタンクのそれぞれに分配して戻すようにする液体マニフォールド；

を含むことを特徴とするL N G燃料を用いた冷熱回収装置。

【請求項 2】

請求項 1 記載の冷熱回収装置において、

前記再液化タンクは、前記LNG燃料タンクからLNGを排出させるLNGラインが貫通するように設置されることによってボイルオフガスがLNGとの熱交換によって再液化されるようにすることを特徴とするLNG燃料を用いた冷熱回収装置。

【請求項3】

請求項1記載の冷熱回収装置において、

前記冷熱利用手段は、循環する冷媒を介して前記LNG燃料タンクから排出されるLNGの冷熱を前記再液化タンクに伝達するための冷媒循環部をさらに含むことを特徴とするLNG燃料を用いた冷熱回収装置。

【請求項4】

請求項3記載の冷熱回収装置において、

前記冷媒循環部は、

前記LNG燃料タンクからLNGが排出されるLNGラインに設置される熱交換器；及び

前記熱交換器に冷媒を循環供給し、前記再液化タンクを通過するように設置される冷媒循環ライン；

を含むことを特徴とするLNG燃料を用いた冷熱回収装置。

【請求項5】

請求項2記載の冷熱回収装置において、

前記LNGラインに前記再液化タンクをバイパスするように連結されるバイパスライン；及び

前記バイパスラインを介したLNGの流れを制御する制御バルブ；

をさらに含むことを特徴とするLNG燃料を用いた冷熱回収装置。

【請求項6】

請求項5記載の冷熱回収装置において、

前記再液化タンク内の温度又は圧力を測定して感知信号として出力する感知部；

前記感知部から出力される感知信号を受信して前記制御バルブを制御する制御部；

をさらに含むことを特徴とするLNG燃料を用いた冷熱回収装置。

【請求項7】

LNGを推進燃料として用いるとともに、液化ガスを運搬する液化ガス運搬船であって

、

前記液化ガスを貨物として貯蔵できる貯蔵タンク；

燃料としてのLNGが貯蔵されるLNG燃料タンク；及び

請求項1乃至6のいずれか1項に記載のLNG燃料を用いた冷熱回収装置；

を含むことを特徴とする液化ガス運搬船。

【請求項8】

請求項7記載の液化ガス運搬船において、

貨物として貯蔵される液化ガスは、LPG又はCO₂であることを特徴とする液化ガス運搬船。

【発明の詳細な説明】

【技術分野】

【0001】

本発明は、LNG燃料を用いた冷熱回収装置及びこれを有する液化ガス運搬船に関し、貨物としての液化ガスのボイルオフガスを再液化する際、LNG燃料の冷熱を回収して活用することによって再液化装置の設置及び運営に消耗するコストを減らすことができ、再液化工程でエネルギーを追加的に消費しないのでエネルギーを節約して環境汚染物質を減らすことができるように構成されたLNG燃料を用いた冷熱回収装置及びこれを有する液化ガス運搬船に関する。

【背景技術】

【0002】

最近、船舶で運航中に発生するSO_x、NO_x、CO₂に対する低減要求が増加し、この

10

20

30

40

50

ような環境問題や高油価の観点から、重油や軽油等のオイルではなく、清浄燃料であるLNGを推進燃料として使用する船舶が提案されて開発されている。しかし、LNGを推進燃料として使用する船舶にはLNGの燃料化のための別途の装置を追加しなければならず、このために船舶のコストを増加させることから、商用化の障害となっている。

【0003】

LNGを推進燃料として使用する船舶は、燃料タンクの体積を減らすために、燃料を液化状態の天然ガスであるLNGとして保管し、LNGを燃料として使用する前に気化させる。このとき、発生する冷熱はすべて外部に排出されて捨てられる。

【0004】

一方、LPG運搬船やCO₂運搬船等のような液化ガス運搬船は、運航中に外部からの持続的な熱侵入によって液化ガスタンク内の液化ガスが蒸発することに伴って内部圧力が増加する。これを制御するための方法の1つとして、生成されるボイルオフガスを再液化させる再液化装置を使用する方法がある。

【0005】

しかしながら、このような再液化装置は液化ガス運搬船の製造コストを増加させ、船舶の運営を複雑化する。また、再液化装置を作動させるためにさらなるエネルギーが消耗されるとともに、環境汚染物質を多量に排出させるという問題点がある。

【発明の概要】

【発明が解決しようとする課題】

【0006】

本発明は、上記の従来の問題点を解決するためのもので、燃料として使用するLNGの冷熱を回収して貨物である液化ガスの圧力を制御するために使用することによって、液化ガス運搬船の再液化装置の設置及び運営に消耗するコストを低減することができ、再液化工程で燃料を追加的に消耗しないので環境汚染物質を低減することができる冷熱回収装置及びこれを有する液化ガス運搬船を提供することを目的とする。

【課題を解決するための手段】

【0007】

上記目的を達成するための本発明の一側面によれば、LNG燃料の冷熱を利用して液化ガスタンクで発生するボイルオフガスを処理するための冷熱回収装置であって、前記液化ガスタンクで発生したボイルオフガスを処理するために、燃料としてのLNGを貯蔵するLNG燃料タンクからエンジンに供給されるLNGの冷熱を利用する冷熱利用手段を含むことを特徴とするLNG燃料を用いた冷熱回収装置が提供される。

【0008】

前記冷熱利用手段は、前記LNG燃料タンクから排出されるLNGの冷熱を利用して前記液化ガスタンクの圧力を調節する圧力調節部であって、前記圧力調節部は、前記LNG燃料タンクから前記液化ガスタンクを通過するように設置されてLNGと前記液化ガスタンク内の流体との間に熱交換が起きるようにするLNGラインを含むことが好ましい。

【0009】

前記圧力調節部は、前記LNGラインで前記液化ガスタンクの前段に設置されるヒータをさらに含むことが好ましい。

【0010】

前記圧力調節部は、前記LNGラインに前記液化ガスタンクをバイパスするように連結される第1バイパスライン；前記第1バイパスラインを介したLNGの流れを制御する制御バルブ；前記液化ガスタンクに設置されて前記液化ガスタンク内の圧力を測定して感知信号として出力する圧力感知部；及び前記圧力感知部から出力される感知信号を受信して前記制御バルブを制御する制御部；をさらに含むことが好ましい。

【0011】

本発明によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置は、前記LNGラインで前記液化ガスタンクの後段に設置される気化器；前記LNGラインで前記気化器の後段に設置され、前記気化器を通過した流体の温度を測定して感知信号を出力する温度感知部；及び前記温度感

10

20

30

40

50

知部から出力される感知信号を受信して前記気化器の熱量を制御する制御部；をさらに含むことが好ましい。

【0012】

前記冷熱利用手段は、前記LNG燃料タンクから排出されるLNGの冷熱を利用して前記液化ガスタンクの圧力を調節する圧力調節部であって、前記圧力調節部は、前記LNG燃料タンクからLNGが移送されるLNGライン；前記LNGラインに設置される熱交換器；及び前記熱交換器に冷媒を循環供給し前記液化ガスタンクを通過するように設置される冷媒循環ライン；を含むことが好ましい。

【0013】

前記圧力調節部は、前記LNGラインに冷媒を補給するメーキャップタンク；前記液化ガスタンクに設置され、前記液化ガスタンク内の圧力を測定して感知信号を出力する圧力感知部；及び前記圧力感知部から出力される感知信号を受信して前記メーキャップタンクから前記LNGラインに対する冷媒の補給を制御する制御部；をさらに含むことが好ましい。

10

【0014】

前記圧力調節部は、前記冷媒循環ラインを介した冷媒の循環のためのポンピング力を提供する冷媒ポンプ；前記液化ガスタンクに設置され、前記液化ガスタンク内の圧力を測定して感知信号を出力する圧力感知部；及び前記圧力感知部から出力される感知信号を受信して可変ポンプからなる前記冷媒ポンプのポンピング力を制御する制御部；をさらに含むことが好ましい。

20

【0015】

前記圧力調節部は、前記LNGラインに前記熱交換器をバイパスするように連結される第2バイパスライン；前記第2バイパスラインを介したLNGの流れを制御する制御バルブ；前記液化ガスタンクに設置され、前記液化ガスタンク内の圧力を測定して感知信号を出力する圧力感知部；及び前記圧力感知部から出力される感知信号を受信して前記制御バルブを制御する制御部；をさらに含むことが好ましい。

【0016】

前記冷熱利用手段は、前記液化ガスが貯蔵された液化ガスタンクから気体配管を介して供給されるボイルオフガスを、前記LNG燃料タンクから排出されるLNGの冷熱を利用して再液化させて液体配管を介して前記液化ガスタンクに戻す再液化タンクであることが好ましい。

30

【0017】

前記再液化タンクは、前記LNG燃料タンクからLNGを排出させるLNGラインが貫通するように設置されることによってボイルオフガスがLNGとの熱交換によって再液化されるようにすることが好ましい。

【0018】

本発明によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置は、多数の前記液化ガスタンクのそれぞれから供給されるボイルオフガスを前記再液化タンクに供給されるようにする気体マニフールド；及び前記再液化タンクから排出される再液化ガスを前記液化ガスタンクのそれぞれに分配して戻すようにする液体マニフールド；をさらに含むことが好ましい。

40

【0019】

前記冷熱利用手段は、循環する冷媒を介して前記LNG燃料タンクから排出されるLNGの冷熱を前記再液化タンクに伝達するための冷媒循環部をさらに含むことが好ましい。

【0020】

前記冷媒循環部は、前記LNG燃料タンクからLNGが排出されるLNGラインに設置される熱交換器；及び前記熱交換器に冷媒を循環供給し、前記再液化タンクを通過するように設置される冷媒循環ライン；を含むことが好ましい。

【0021】

本発明によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置は、前記LNGラインに前記再液化タンクをバイパスするように連結されるバイパスライン；及び前記バイパスラインを介したL

50

NGの流れを制御する制御バルブ；をさらに含むことが好ましい。

【0022】

本発明によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置は、前記再液化タンク内の温度又は圧力を測定して感知信号として出力する感知部；及び前記感知部から出力される感知信号を受信して前記制御バルブを制御する制御部；をさらに含むことが好ましい。

【0023】

前記冷熱利用手段は、前記液化ガスが貯蔵された液化ガスタンクから気体配管を介して供給されるボイルオフガスを、前記LNG燃料タンクから排出されるLNGと熱交換させた後、液体配管を介して前記液化ガスタンクに戻す熱交換器であることが好ましい。

【0024】

本発明によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置は、前記熱交換器の内側に熱を提供するように設置されるヒータ；前記液体配管に設置され、再液化ガスの温度を測定して感知信号として出力する温度感知部；及び前記温度感知部の感知信号を受信して前記ヒータを制御する制御部；をさらに含むことが好ましい。

【0025】

本発明の他の側面によれば、液化ガスを運搬する液化ガス運搬船であって、前記液化ガスを貨物として貯蔵できる貯蔵タンク；燃料としてのLNGが貯蔵されるLNG燃料タンク；上記したLNG燃料を用いた冷熱回収装置；を含むことを特徴とする液化ガス運搬船が提供される。

【0026】

貨物として貯蔵される液化ガスは、LPG又はCO₂であることが好ましい。

【発明の効果】

【0027】

本発明によれば、LNGを燃料として使用することによって大気中への汚染物質の排出を低減することができ、さらには、LNG燃料を液化ガスタンクの圧力を制御することによって既存の液化ガス運搬船に設置された再液化装置のコストを低減し、運営を簡便化し、再液化装置の作動中に発生する二酸化炭素の排出を低減することができる。

【0028】

また、本発明によれば、LNGを用いて液化ガスタンクの圧力を制御して液化ガスタンクの厚さを増加させないことによって液化ガスタンクの製造コストを低減することができる。

【0029】

また、本発明によれば、LNGの冷熱が液化ガスの温度又は圧力を低下するために使用されることによって冷熱を回収することができ、それによって燃料に使用するために気化器を介して流入されるエネルギーを減らすことができ、気化器の容量を低減することによってコスト及びエネルギー消費を低減することができる。

【0030】

また、本発明によれば、再液化装置を駆動するために必要なエネルギーを最小化させることによって運営コストを低減し、設置コストを低減することができる。

【0031】

また、本発明によれば、再液化装置を強制送圧方式に構成することによって熱交換器の内部で発生し得るボイルオフガスの昇華による配管プラグGING (plugging) 等を除去できる。

【図面の簡単な説明】

【0032】

【図1】本発明の第1実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置を示した構成図である。

【図2】本発明の第2実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置を示した構成図である。

10

20

30

40

50

【図 3】本発明の第 3 実施形態による L N G 燃料を用いた冷熱回収装置を示した構成図である。

【図 4】本発明の第 4 実施形態による L N G 燃料を用いた冷熱回収装置を示した構成図である。

【図 5】本発明の第 5 実施形態による L N G 燃料を用いた冷熱回収装置を示した構成図である。

【図 6】本発明の第 6 実施形態による L N G 燃料を用いた冷熱回収装置を示した構成図である。

【図 7】本発明の第 7 実施形態による L N G 燃料を用いた冷熱回収装置を示した構成図である。

10

【発明を実施するための形態】

【0033】

以下、添付図面に基づき、本発明の好ましい実施形態に対する構成及び作用を詳細に説明すれば次の通りである。また、下記実施形態は様々な他の形態に変形することができ、本発明の範囲が下記実施形態に限定されるものではない。

【0034】

図 1 は、本発明の第 1 実施形態による L N G 燃料を用いた冷熱回収装置を示した構成図である。

【0035】

図 1 に示すように、本発明の第 1 実施形態による L N G 燃料を用いた冷熱回収装置 100 は、燃料としての L N G が貯蔵される L N G 燃料タンク 110 と、この L N G 燃料タンク 110 から排出される L N G の低温特性、すなわち冷熱を利用して液化ガスタンク 10 の圧力を調節する冷熱利用手段としての圧力調節部 120 と、を含むことができる。ここで、液化ガスタンク 10 には貨物として L P G のような炭化水素液化ガス又は C O₂ だけでなく、その他の様々な液化ガスが貯蔵され得る。

20

【0036】

L N G 燃料タンク 110 は、L N G の圧力及び低温に耐えるための容器からなり、液化ガス運搬船の燃料として使用されるための L N G が貯蔵される。

【0037】

圧力調節部 120 は、L N G と液化ガスタンク 10 内の流体との間に熱交換が起きるように L N G 燃料タンク 110 から延長して液化ガスタンク 10 を通過するように設置される L N G ライン 121 と、この L N G ライン 121 を介した L N G の移送のためのポンピング力を提供するように L N G ライン 121 上に設置される第 1 ポンプ 122 と、を含むことができる。

30

【0038】

ここで、L N G ライン 121 は、液化ガスタンク 10 の内部を通過する部分にコイル形状のコイル部 123 が形成され得る。従って、L N G ライン 121 のコイル部 123 によって液化ガスタンク 10 内の配管長さ又は配管面積を広げて液化ガスタンク 10 に貯蔵された流体との熱交換の効率を上げることができる。また、これによって液化ガスタンク 10 の圧力上昇を効率的に低下させることができる。

40

【0039】

また、L N G 燃料タンク 110 内での L N G の温度は約 -163℃であり、第 1 ポンプ 122 を通過することによって温度が若干上昇するようになる。L N G の保管温度は約 -163℃程度の温度である一方、貨物としての液化ガス、例えば C O₂ は -50~-20℃で、L P G は -50℃前後である。従って、L N G は液化ガスタンク 10 を通過する際、温度が上昇するようになり、後述する気化器 130 を通過することによってエンジンに適した条件を持つようになる。

【0040】

L N G ライン 121 は、液化ガスタンク 10 内で気体が位置する部分を通過できる。従って、液化ガスタンク 10 内で冷たい L N G ライン 121 に近い気体は再液化されること

50

によって液化ガスタンク 10 の圧力上昇を抑制する。

【0041】

LNGライン 121 は、液化ガスタンク 10 内で液体が位置する部分、すなわち液体部を通過できる。従って、冷たい LNGライン 121 によって液化ガスタンク 10 内の液化ガス温度が低くなり、液体の自由表面 (free surface) の温度を下げるようになり、これによって自由表面での飽和圧力 (saturation pressure) を落として液化ガスタンク 10 内の圧力を調節できる。

【0042】

圧力調節部 120 は、LNGライン 121 で液化ガスタンク 10 の前段に設置されるヒータ 124 をさらに含むことができる。ここで、ヒータ 124 は、液化ガスタンク 10 内に供給される LNG の温度をある程度上げて、LNG の温度が低すぎて液化ガスタンク 10 の熱変形をもたらすか、又は液化ガスが LNGライン 121 の周囲で凝結して霜になることを防ぐ。

【0043】

圧力調節部 120 は、液化ガスタンク 10 をバイパスするように LNGライン 121 に連結される第 1 バイパスライン 125 と、LNGライン 121 及び第 1 バイパスライン 125 に設置されて液化ガスタンク 10 及び第 1 バイパスライン 125 を介した LNG の流れを制御する制御バルブ 126 をさらに含むことができる。従って、液化ガスタンク 10 の圧力を制御するために必要な分の LNG 燃料のみが冷媒として使用されるように液化ガスタンク 10 に供給することによって液化ガスタンク 10 が過冷却されることを防止する。一方、制御バルブ 126 は、本実施形態のように一對をなして LNGライン 121 及び第 1 バイパスライン 125 にそれぞれ 1 つずつ設置されてもよく、これに限定されず、単一の 3 方向バルブが使用されてもよい。

【0044】

圧力調節部 120 は、液化ガスタンク 10 に設置されて液化ガスタンク 10 内の圧力を測定して感知信号として出力する圧力感知部 127 と、この圧力感知部 127 から出力される感知信号を受信して制御バルブ 126 を制御する制御部 128 と、をさらに含むことができる。ここで、制御部 128 は、圧力感知部 127 を介して液化ガスタンク 10 内の圧力を計測し、計測された圧力が設定された圧力以上上がると LNG が液化ガスタンク 10 を通過するように制御バルブ 126 を制御し、計測された圧力が設定された圧力まで低下すると LNG が液化ガスタンク 10 をバイパスするように制御バルブ 126 を制御できる。

【0045】

LNGライン 121 で液化ガスタンク 10 の後段には、気化器 130 を設置することができる。従って、液化ガスタンク 10 を通過した LNG を気化させることによってエンジンに適した条件を持つようにする。

【0046】

本発明の第 1 実施形態による LNG 燃料を用いた冷熱回収装置 100 は、LNGライン 121 で気化器 130 の後段に設置されて気化器 130 を通過した流体の温度を測定して感知信号を出力する温度感知部 140 と、この温度感知部 140 から出力される感知信号を受信して気化器 130 の熱量を制御する制御部 128 と、をさらに含むことができる。ここで、制御部 128 は、温度感知部 140 によって気化器 130 の後段で温度を計測し、気化された LNG の温度が燃料として使用するには低すぎる場合には気化器 130 の熱量を上げ、逆に気化された LNG の温度が高い場合には気化器 130 の熱量を下げる。制御部 128 は、気化器 130 に熱を電気によって又は液体や気体を媒介として供給する熱供給部 131 を制御することで、気化器 130 の熱量を制御できる。

【0047】

図 2 は、本発明の第 2 実施形態による LNG 燃料を用いた冷熱回収装置を示した構成図である。

【0048】

図2に示すように、本発明の第2実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置200は、第1実施形態と同様に、LNG燃料タンク210及び冷熱利用手段としての圧力調節部220を含むことができる。以下、第1実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置100との相違点を中心に説明する。

【0049】

圧力調節部220は、LNG燃料タンク210から燃料としてのLNGが移送されるLNGライン221と、このLNGライン221を介したLNG燃料の移送のためのポンピング力を提供する第2ポンプ222と、LNGライン221に設置される熱交換器223と、液化ガスタンク10を通過するように設置されて熱交換器223に冷媒を循環供給する冷媒循環ライン224と、この冷媒循環ライン224を介した冷媒の循環のためのポンピング力を提供する冷媒ポンプ225と、を含むことができる。従って、LNGライン221を通過するLNGとの熱交換によって冷却された冷媒が冷媒循環ライン224を介して液化ガスタンク10を通過して液化ガスタンク10に冷熱を供給することによって液化ガスタンク内の液化ガスを冷却させて液化ガスタンク10の内部圧力を調節するようになる。

10

【0050】

冷媒はLNGによって凝結しないようにLNGの温度より低い凝固点（融点）を持つことが好ましい。それにより閉ループ、すなわち冷媒循環ライン224内の冷媒温度がLNGより高いため、液化ガスタンク10の熱応力（thermal stress）を低減することができる。またLNGより融点の高い液化ガス、例えばCO₂、LPG等による配管周辺の凝結問題を回避することができる。

20

【0051】

冷媒循環ライン224は、液化ガスタンク10に挿入された部分にコイル形状のコイル部232が形成され得る。

【0052】

圧力調節部220は、LNGライン221に冷媒を補給するメーキャップタンク（make-up tank）226と、液化ガスタンク10に設置されこの液化ガスタンク10内の圧力を測定して感知信号を出力する圧力感知部227と、この圧力感知部227から出力される感知信号を受信してメーキャップタンク226からLNGライン221に対する冷媒の補給を制御する制御部228と、を含むことができる。ここで、制御部228は、バルブ又は別途のポンプによってメーキャップタンク226からLNGライン221に対する冷媒の補給量を制御できる。

30

【0053】

圧力感知部227を介して計測した液化ガスタンク10の圧力が高くなると、制御部228はメーキャップタンク226から冷媒を排出させて冷媒の流量を増やして熱交換器223で熱をより多く奪うようにし、これによって液化ガスタンク10で熱量をより多く奪うことができる。

【0054】

圧力調節部220は、液化ガスタンク10に設置されこの液化ガスタンク10内の圧力を測定して感知信号を出力する圧力感知部227と、圧力感知部227から出力される感知信号を受信して可変ポンプからなる冷媒ポンプ225のポンピング力を制御する制御部228と、をさらに含むことができる。従って、制御部228が閉ループの冷媒流速を調節するようにすることによって圧力感知部227によって測定された液化ガスタンク10内の圧力が決められた圧力を持つように調節できる。

40

【0055】

圧力調節部220は、LNGライン221に熱交換器223をバイパスするように連結される第2バイパスライン229と、LNGライン221及び第2バイパスライン229に設置されて熱交換器223及び第2バイパスライン229を介したLNGの流れを制御する制御バルブ230と、液化ガスタンク10に設置されこの液化ガスタンク10内の圧力を測定して感知信号を出力する圧力感知部227と、この圧力感知部227から出力さ

50

れる感知信号を受信して制御バルブ 230 を制御する制御部 228 と、をさらに含むことができる。従って、制御部 228 は圧力感知部 227 から測定された液化ガスタンク 10 内の圧力が増加する場合、制御バルブ 230 を制御して熱交換器 223 によって液化ガスの熱量を多く奪わなければならないので、第 2 バイパスライン 229 によって熱交換器 223 をバイパスする LNG の流量を減らし、逆の場合は熱交換器 223 をバイパスする LNG の流量を増やす。一方、制御バルブ 230 は、本実施形態のように一對をなしてもよく、これに限定されず単一の 3 方向バルブが使用されてもよい。

【0056】

本発明の第 2 実施形態による LNG 燃料を用いた冷熱回収装置 200 は、第 1 実施形態による LNG 燃料を用いた冷熱回収装置 100 と同様に、気化器 240、熱供給部 241、及び温度感知部 250 を有し得る。

10

【0057】

図 3 は、本発明の第 3 実施形態による LNG 燃料を用いた冷熱回収装置を示した構成図である。

【0058】

図 3 に示すように、本発明の第 3 実施形態による LNG 燃料を用いた冷熱回収装置 300 は、燃料タンク 310 及び冷熱利用手段としての再液化タンク 320 を含むことができる。

【0059】

LNG 燃料タンク 310 は、液化ガス運搬船の LNG 燃料が貯蔵されるタンクであって、LNG の圧力及び低温に耐えるための容器からなる。

20

【0060】

再液化タンク 320 は、LNG 燃料タンク 310 から排出される LNG の冷熱を利用して液化ガスが貯蔵された液化ガスタンク 10 から気体配管 321 を介して供給されるボイロフガスを再液化させて液体配管 322 を介して液化ガスタンク 10 に供給されるようにする。

【0061】

再液化タンク 320 は、LNG 燃料タンク 310 から排出された燃料としての LNG が移送される LNG ライン 311 が貫通するように設置されることによってボイロフガスが LNG との熱交換によって再液化されるようにし、ボイロフガスが LNG との熱交換によって再液化されたガス、すなわち再液化ガスが液体配管 322 を介して重力によって液化ガスタンク 10 に供給されるように、液化ガスタンク 10 よりも高い所に設置することができる。

30

【0062】

ここで、LNG ライン 311 は、LNG をエンジン等に供給するための経路を提供する。LNG ライン 311 には、LNG のポンピングのための LNG ポンプ 311a が設置され、再液化タンク 320 の内側に位置する部分に接触面積を広げるためのコイル部 311b が設けられることができ、LNG が気化されることによって燃料として条件に符合するように気化器 350 が設置される。

【0063】

本発明の第 3 実施形態による LNG 燃料を用いた冷熱回収装置 300 は、多数の液化ガスタンク 10 のそれぞれから供給されるボイロフガスを再液化タンク 320 に供給されるようにする気体マニフォールド 330 と、再液化タンク 320 から排出される再液化ガスを液化ガスタンク 10 のそれぞれに分配させる液体マニフォールド 340 と、をさらに含むことができる。

40

【0064】

一方、再液化タンク 320 は、本実施形態のように、単一であってもよく、これに限定されず、多数であってもよく、多数の場合は、それぞれに対して気体及び液体マニフォールド 330、340 が設置されるか、すべてに対して気体及び液体マニフォールド 330、340 を統合的に設置することができる。

50

【0065】

気体及び液体マニフールド330、340は、それぞれ気体配管321及び液体配管322に設置されるが、気体配管321及び液体配管322は、気体及び液体マニフールド330、340を基準に複数の液化ガスタンク10にそれぞれ連結されるように多数に分岐される。

【0066】

このような本発明の第3実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置300によれば、貨物タンクとして使用され得る液化ガスタンク10から発生するボイルオフガスが気体配管321を介して再液化タンク320に供給されると、このようなボイルオフガスが再液化タンク320を通過するLNGライン311のLNGと熱交換を起こして再液化さ

10

【0067】

また、気体及び液体マニフールド330、340を介して複数の液化ガスタンク10からそれぞれ発生するボイルオフガスを統合的に管理できる。

【0068】

図4は、本発明の第4実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置を示した構成図である。

【0069】

図4に示すように、本発明の第4実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置400は、第3実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置300と同様に、LNG燃料タンク410及び冷熱利用手段としての再液化タンク420を含み、再液化タンク420はLNG燃料タンク410から燃料として使用されるために排出されるLNGとの直接的な熱交換ではなく、LNG燃料タンク410から排出されるLNGを用いる冷媒循環部430が提供する冷媒との熱交換によってボイルオフガスが再液化されるようにする。

20

【0070】

冷媒循環部430は、LNG燃料タンク410からLNGが排出されるLNGライン411に設置される熱交換器431と、この熱交換器431に冷媒を循環供給し、再液化タンク420を通過するように設置される冷媒循環ライン432と、この冷媒循環ライン432を介した冷媒の循環のためのポンピング力を提供する循環ポンプ433と、を含むこ

30

【0071】

冷媒循環ライン432には再液化タンク420に挿入される部分に接触面積を広げるためのコイル部432aが設けられ得る。

【0072】

このように、本発明の第4実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置400によれば、LNG燃料タンク410からLNGライン411を介して排出されるLNGが熱交換器431で循環ポンプ433のポンピング力によって循環される冷媒と熱交換を起こし、冷却された冷媒は再液化タンク420を通過し、液化ガスタンク10から気体配管421を介して再液化タンク420内に供給されるボイルオフガスは、冷媒との熱交換によ

40

【0073】

冷媒はLNGによって凝結しないようにLNGの温度より低い凝固点（融点）を持つことが好ましい。それによって閉ループ、すなわち冷媒循環ライン432内の冷媒温度がLNGより高いため、液化ガスタンク10の熱応力（thermal stress）を低減することができる。またLNGより凝固点の高い液化ガス、例えばCO₂、LPG等による配管周辺の凝結問題を回避することができる。

【0074】

図5は、本発明の第5実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置を示した構成図である。

50

【0075】

図5に示すように、本発明の第5実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置500は本発明の第3実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置300と同様に、LNG燃料タンク510及び冷熱利用手段としての再液化タンク520を含むことによって、再液化タンク520はLNG燃料タンク510からLNGを排出させるLNGライン511が貫通するように設置されてボイルオフガスがLNGとの熱交換によって再液化されるようにする。

【0076】

本発明の第5実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置500は、LNGライン511に再液化タンク520をバイパスするように連結されるバイパスライン531と、LNGライン511及びバイパスライン531に設置されて再液化タンク520及びバイパスライン531を介したLNGの流れを制御する制御バルブ532と、をさらに含むことができる。ここで、制御バルブ532は、本実施形態のように、バイパスライン531及びLNGライン511にそれぞれ設置されるように一対をなしてもよく、これと異なってバイパスライン531とLNGライン511との連結部位に設置される単一の3方向バルブからなってもよい。

10

【0077】

本発明の第5実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置500は、再液化タンク520内の温度又は圧力を測定して感知信号として出力する感知部533と、この感知部533から出力される感知信号を受信して制御バルブ532を制御する制御部534と、をさらに含むことができる。

20

【0078】

再液化タンク520は、気体配管521に設置される圧縮機（図示せず）によって液化ガスタンク10からボイルオフガスを強制的に供給することができ、液体配管522に設置される移送ポンプ（図示せず）によって再液化ガスを液化ガスタンク10に強制的に移送させることができる。

【0079】

本発明の第5実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置500は、気体配管521に設置される制御バルブ535と、液化ガスタンク10内の圧力を測定して感知信号として出力する圧力感知部536と、この圧力感知部536の感知信号を受信して制御バルブ535を制御する制御部534と、をさらに含むことができる。

30

【0080】

本発明の第5実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置500は、液体配管522に設置される制御バルブ537と、再液化タンク520の水位を測定して感知信号として出力する水位感知部538と、この水位感知部538の感知信号を受信して制御バルブ537を制御する制御部534と、をさらに含むことができる。

【0081】

本発明の第5実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置500は、液体配管522に設置される制御バルブ537と、液化ガスタンク10内の圧力を測定して感知信号として出力する圧力感知部536と、この圧力感知部536の感知信号を受信して制御バルブ537を制御する制御部534と、をさらに含むことができる。

40

【0082】

このように、本発明の第5実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置500によれば、制御部534が感知部533を介して再液化タンク520の温度又は圧力が設定温度又は設定圧力より高いことを検出した場合、再液化タンク520を通過するLNGライン511を介したLNGの流れを増やすように制御バルブ532を制御し、再液化タンク520の温度又は圧力が設定温度又は設定圧力より低い場合は、LNGライン511を介したLNGの流れを減らすとともに、バイパスライン531を通過するLNGの流れを増やすように制御バルブ532を制御する。

【0083】

50

再液化タンク５２０は、圧縮機を介して液化ガスタンク１０からボイルオフガスを円滑に供給することができ、移送ポンプによって再液化ガスが液化ガスタンク１０に安定的に供給されることができるようにし、ヒータによって再液化タンク５２０内の温度又は再液化タンク５２０に供給されるＬＮＧの温度が決められた温度以下に下降する場合は、熱を提供して温度をそれぞれ上昇させるように構成される。

【００８４】

制御部５３４は、圧力感知部５３６を介して液化ガスタンク１０内の圧力が設定圧力よりも高くなったことを感知した場合、制御バルブ５３５を開放させることによって液化ガスタンク１０内の圧力を下げることができ、液化ガスタンク１０内の圧力が設定圧力よりも低くなると制御バルブ５３５を閉止して液化ガスタンク１０内の圧力を上げることができ

10

【００８５】

また、制御部５３４は、水位感知部５３８によって測定された再液化タンク５２０の水位が決められた水位を維持するように制御バルブ５３７を制御し、圧力感知部５３６を介して感知された液化ガスタンク１０内の圧力が設定圧力よりも高い場合は、制御バルブ５３７を開放して冷たい再液化ガスが液化ガスタンク１０に流入されて液化ガスタンク１０内の圧力及び温度を下げるようにする。

【００８６】

図６は、本発明の第６実施形態によるＬＮＧ燃料を用いた冷熱回収装置を示した構成図である。

20

【００８７】

図６に示すように、本発明の第６実施形態によるＬＮＧ燃料を用いた冷熱回収装置６００は、ＬＮＧ燃料タンク６１０及び冷熱利用手段としての熱交換器６２０を含むことができる。本発明の第６実施形態によるＬＮＧ燃料を用いた冷熱回収装置６００は、第３実施形態の冷熱回収装置３００に比べて再液化タンク３２０の代わりに熱交換器６２０を使用するという点において相違点を有する。

【００８８】

ＬＮＧ燃料タンク６１０は、液化ガス運搬船のＬＮＧ燃料が貯蔵されるタンクであって、ＬＮＧの圧力及び低温に耐えるための容器からなり、ＬＮＧライン６１１を介してＬＮＧを燃料として供給する。ここで、ＬＮＧライン６１１には熱交換器６２０が設置され、熱交換器６２０の前段にＬＮＧの移送のためのポンピング力を提供するＬＮＧポンプ６１１ａと、ＬＮＧの供給を開閉させる一例として制御バルブで構成される開閉バルブ６１１ｂと、をそれぞれ設置することができ、熱交換器６２０の後段にＬＮＧを気化させることによって気体状態の燃料に適するように使用できるようにする気化器６５０を設置することができる。

30

【００８９】

熱交換器６２０は、ＬＮＧの低温特性を利用してＬＮＧ燃料タンク６１０から排出されるＬＮＧとの熱交換によって液化ガスが貯蔵された液化ガスタンク１０から気体配管６２１を介して供給されるボイルオフガスを再液化させて液体配管６２２を介して液化ガスタンク１０に供給されるようにする。また、熱交換器６２０は、気体配管６２１に設置される圧縮機６２３によって液化ガスタンク１０からボイルオフガスを強制的に供給することができ、これによって熱交換器６２０の内部で熱交換が起きるとき、ボイルオフガスが昇華されて固化せず液化できるようにする。

40

【００９０】

本発明の第６実施形態によるＬＮＧ燃料を用いた冷熱回収装置６００は、多数の液化ガスタンク１０のそれぞれから供給されるボイルオフガスを熱交換器６２０に供給されるようにする気体マニフォールド６３０と、熱交換器６２０から排出される再液化ガスを液化ガスタンク１０のそれぞれに分配させる液体マニフォールド６４０と、をさらに含むことができる。

【００９１】

50

一方、熱交換器620は、本実施形態のように、単一であってもよく、これに限定されず、複数個であってもよく、複数個の場合は、それぞれに対して気体及び液体マニフールド630、640が設置されるか、すべてに対して気体及び液体マニフールド630、640が統合的に連結されるように設置することができる。

【0092】

気体及び液体マニフールド630、640は、それぞれ気体配管621及び液体配管622にそれぞれ設置されるが、気体配管621及び液体配管622は気体及び液体マニフールド630、640を基準に液化ガスタンク10にそれぞれ連結されるように多数に分岐され得る。

【0093】

このような本発明の第6実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置600によれば、貨物タンクとして使用することができる液化ガスタンク10から発生するボイルオフガスが圧縮機623によって気体配管621を介して熱交換器620に供給されると、このようなボイルオフガスが熱交換器620を通過するLNGライン611のLNGと熱交換を起こして再液化され、再液化されたガスは液体配管622を介して液化ガスタンク10に再供給されるようにする。このとき、熱交換器620は圧縮機623によってボイルオフガスを強制的に供給されることによって熱交換器620の内部で熱交換が起きるとき、ボイルオフガスが昇華されて固化せず液化されることができるようになる。

【0094】

また、気体及び液体マニフールド630、640を介して複数の液化ガスタンク10からそれぞれ発生するボイルオフガスを統合的に分配及び管理できる。

【0095】

図7は、本発明の第7実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置を示した構成図である。

【0096】

図7に示すように、本発明の第7実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置700は、本発明の第6実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置600と同様に、LNG燃料タンク710及び冷熱利用手段としての熱交換器720を含む。熱交換器720は液化ガス運搬船のLNG燃料が貯蔵されたLNG燃料タンク710からLNGポンプ711aのポンピングによってLNGライン711を介して排出されるLNGとの熱交換によって液化ガスタンク10から気体配管721を介して供給されるボイルオフガスを再液化させて液体配管722を介して液化ガスタンク10に供給されるようにする。

【0097】

ここで、熱交換器720は、気体配管721に設置される圧縮機723によって液化ガスタンク10からボイルオフガスを強制的に供給することができて、第6実施形態と同様に気体及び液体マニフールドによって複数の液化ガスタンク10からボイルオフガスを供給し得るとともに、ボイルオフガスを再液化させて複数の液化ガスタンク10に分配供給できる。

【0098】

また、本発明の第7実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置700は、LNGライン711に熱交換器720をバイパスするように連結されるバイパスライン731と、LNGライン711及びバイパスライン731に設置されて熱交換器720及びバイパスライン731を介したLNGの流れを制御する制御バルブ732、733と、をさらに含むことができる。ここで、制御バルブ732、733は、本実施形態のように、バイパスライン731及びLNGライン711にそれぞれ設置されるように一対をなしてもよく、これと異なって、バイパスライン731とLNGライン711との連結部位に設置される単一の3方向バルブからなってもよい。

【0099】

本発明の第7実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置700は、熱交換器720内の温度又は圧力を測定して感知信号として出力する感知部734と、感知部734か

10

20

30

40

50

ら出力される感知信号を受信して制御バルブ732、733を制御する制御部735と、をさらに含むことができる。ここで、感知部734は熱交換器720内の温度を測定する温度センサであるか、又は圧力を測定する圧力センサとすることができる。従って、制御部735は、感知部734を介して感知された熱交換器720内の温度又は圧力が設定温度又は設定圧力よりも高い場合は、制御バルブ732、733の制御によってバイパスライン731より熱交換器720を貫通するLNGの流量を増やし、熱交換器720内の温度又は圧力が設定温度又は設定圧力以下であることを感知した場合は、制御バルブ732、733の制御によってバイパスライン731を通過するLNGの流量を増やすようにする。

【0100】

10

熱交換器720の内側（又は外側）には、熱を付与するようにヒータ740を設置することができる。また、液体配管722には再液化ガスの温度を測定して感知信号として出力する温度感知部739を設置することができる。制御部735は温度感知部739の感知信号を受信してヒータ740を制御するが、一例として、温度感知部739を介して感知された液体配管722内の再液化された液化ガスの温度が予め設定された温度以下まで下降した場合は、ヒータ740の動作によって熱交換器720を加熱して再液化された液化ガスの温度を上昇させるようにする。

【0101】

一方、ヒータ740は、熱交換器720の内側又は外側に設置することができ、電気エネルギーを熱エネルギーに転換する熱線又はヒーティングブロックからなるか、スチームや熱水等の実体を循環供給されるヒーティングパイプ等からなるものとすることができる。

20

【0102】

本発明の第7実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置700は、気体配管721に設置される制御バルブ736と、液化ガスタンク10内の圧力を測定して感知信号として出力する圧力感知部737と、この圧力感知部737の感知信号を受信して制御バルブ736を制御する制御部735と、をさらに含むことができる。従って、制御部735は、圧力感知部737を介して感知された液化ガスタンク10の圧力が予め設定された圧力よりも高くなると、制御バルブ736を開放してボイルオフガスが熱交換器720に供給されるようにして液化ガスタンク10内の圧力を下げる。一方、液体配管722にも気体配管721に設置された制御バルブ736に相応する動作を行うための制御バルブ738を設置することができる。

30

【0103】

このように、本発明の第7実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置700は、制御部735が感知部734を介して感知された熱交換器720の温度又は圧力が設定温度又は設定圧力よりも高い場合、熱交換器720を通過するLNGライン711を介したLNGの流れを増やすように制御バルブ732、733を制御し、熱交換器720の温度又は圧力が設定温度又は設定圧力以下の場合は、LNGライン711を介したLNGの流れを減らすとともにバイパスライン731を通過するLNGの流れを増やすように制御バルブ732、733を制御する。

【0104】

40

制御部735は、温度感知部739を介して感知された液体配管722内の再液化された液化ガスの温度が予め設定された温度以下まで下降した場合、ヒータ740の動作によって熱交換器720を加熱して再液化された液化ガスの温度を上昇させるようにする。また、制御部735は圧力感知部737を介して感知された液化ガスタンク10内の圧力が設定圧力よりも高くなると、制御バルブ736を開放させることによって液化ガスタンク10内の圧力を下げることができ、液化ガスタンク10内の圧力が設定圧力以下の場合、制御バルブ736を閉めて液化ガスタンク10内の圧力を上げることができる。

【0105】

本発明によれば、LNGを燃料として使用する液化ガス運搬船は、以上で詳細に述べた本発明の第1乃至第7実施形態によるLNG燃料を用いた冷熱回収装置を有することがで

50

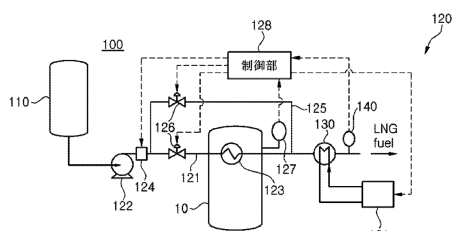
き、LPG、CO₂等の液化ガスを貨物として貯蔵できる貯蔵タンク及び燃料としてのLNGを貯蔵できる燃料タンクを有し得る。

【0106】

本発明は、上記実施形態に限定されず、本発明の技術的要旨から逸脱しない範囲内で様々な修正又は変形されて実施できることは本発明の属する技術分野における通常の知識を有する者にとって自明である。

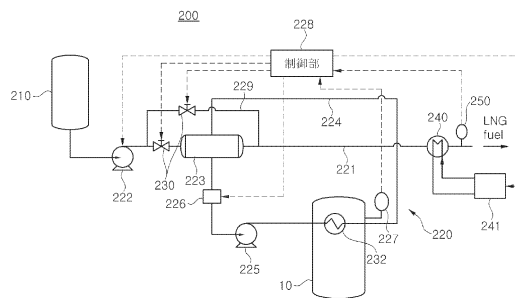
【図1】

Fig. 1



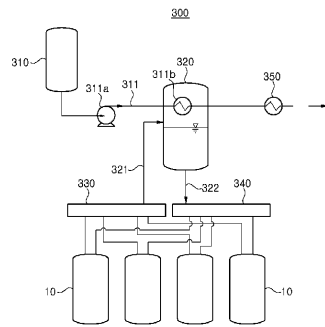
【図2】

Fig. 2



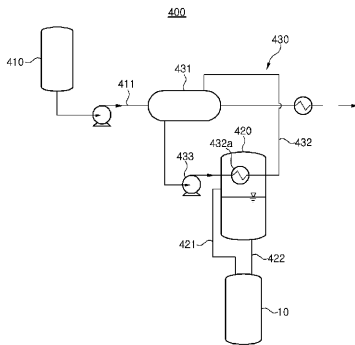
【図 3】

[Fig. 3]



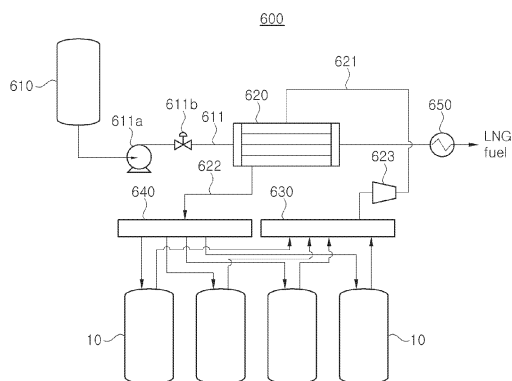
【図 4】

[Fig. 4]



【図 6】

Fig. 6



【図 5】

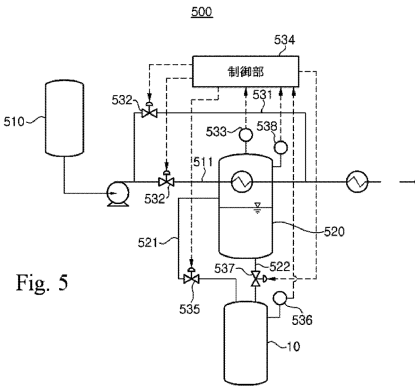
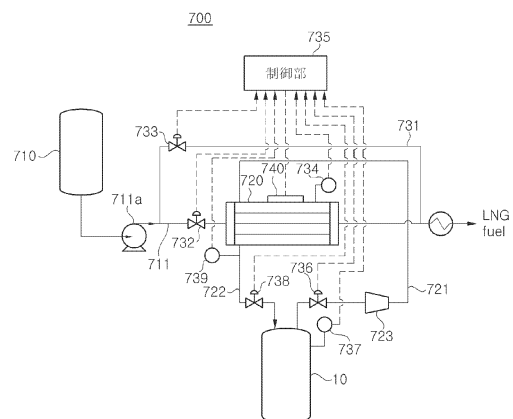


Fig. 5

【図 7】

Fig. 7



フロントページの続き

(31)優先権主張番号 10-2011-0076125

(32)優先日 平成23年7月29日(2011.7.29)

(33)優先権主張国 韓国(KR)

(74)代理人 100136641

弁理士 坂井 志郎

(72)発明者 ヨー、ビェオング ヨング

大韓民国、151-910 ソウル、ジワナクグ、ナンヒャングードング、ジワナクサン ヒュ
モンシア エーピーティー.、214-502

(72)発明者 ムーン、ヨウング シク

大韓民国、423-733 ギェオングギード、ジワングミェオングーシ、チェオルサン 3ード
ング、634、チェオルサン レミアン ザイ エーピーティー.、113-2405

(72)発明者 ジャング、ジャエ ホ

大韓民国、550-160 ジェオラナムード、イエオスーシ、ボングガングードング、578-
4

(72)発明者 キム、ジ エウン

大韓民国、130-101 ソウル、ドングダエムング、ジャンガン 1ードング、ジャンガン
ーロ 18-ギル、6-1

合議体

審判長 刈間 宏信

審判官 栗田 雅弘

審判官 平岩 正一

(56)参考文献 特開平7-119897 (JP, A)

特表2012-519821 (JP, A)

国際公開第2011/002299 (WO, A1)

特表2009-522156 (JP, A)

特開2011-33051 (JP, A)

特許第3821506 (JP, B2)

特開2009-204080 (JP, A)

特開平10-252996 (JP, A)

特開2011-80361 (JP, A)

(58)調査した分野(Int.Cl., DB名)

F17C13/00

B63B11/04

B63B25/16

B63J2/12