

Description

Titre : Système de traitement de gaz contenu dans une cuve de stockage et/ou de transport de gaz à l'état liquide et à l'état gazeux équipant un navire

5 La présente invention concerne le domaine des navires dont les moteurs de propulsion sont alimentés par du gaz naturel et qui permettent en outre de contenir et/ou transporter du gaz naturel liquéfié.

De tels navires comprennent ainsi classiquement des cuves qui contiennent du gaz naturel à l'état liquide. Le gaz naturel est liquide à des températures inférieures à -160°C,
10 à pression atmosphérique. Ces cuves ne sont jamais parfaitement isolées thermiquement de sorte que le gaz naturel s'y évapore au moins partiellement. Ainsi, ces cuves comprennent à la fois du gaz naturel sous une forme liquide et du gaz naturel sous forme gazeuse. Ce gaz naturel sous forme gazeuse forme le ciel de cuve et la pression de ce ciel de cuve doit être contrôlée afin de ne pas endommager la cuve. De façon connue au
15 moins une partie du gaz naturel présent dans la cuve sous forme gazeuse est ainsi utilisée pour alimenter, entre autres, les moteurs de propulsion du navire.

Toutefois, lorsque le navire est à l'arrêt, la consommation de gaz naturel gazeux par ces moteurs est nulle, ou quasiment nulle, le gaz naturel présent à l'état gazeux dans la cuve n'étant plus consommé par ces moteurs. Des systèmes de reliqufaction qui permettent
20 de condenser le gaz naturel évaporé présent dans la cuve sont ainsi mis en place sur le navire, afin de le renvoyer vers cette cuve, à l'état liquide.

Les systèmes de reliqufaction actuellement utilisés sont très coûteux et la présente invention vise à résoudre cet inconvénient en proposant un système de traitement du gaz comprenant moins de composants que les systèmes actuels, permettant ainsi de réduire
25 les coûts de mise en œuvre de tels systèmes, tout en étant au moins aussi performant.

Un objet de la présente invention concerne ainsi un système de traitement de gaz contenu dans une cuve de stockage et/ou de transport de gaz à l'état liquide et à l'état gazeux, la cuve équipant un navire et le système comprenant au moins :

- un échangeur thermique configuré pour opérer un échange de chaleur entre du gaz prélevé dans la cuve à l'état gazeux et du gaz comprimé provenant de la cuve,
 - un organe de compression configuré pour comprimer le gaz à l'état gazeux provenant de l'échangeur thermique,
- 5 - un appareil consommateur de gaz à l'état gazeux configuré pour être alimenté par le gaz comprimé,
- une première conduite reliant l'organe de compression à l'appareil consommateur de gaz à l'état gazeux,
- 10 - une deuxième conduite reliant la première conduite à un orifice d'entrée de l'échangeur thermique,
- une troisième conduite reliant un orifice de sortie de l'échangeur thermique à un fond de la cuve,
 - un organe de bullage connecté à la troisième conduite et configuré pour répartir du gaz issu de l'échangeur thermique à l'état gazeux dans le fond de la cuve.
- 15 On entend par « fond de la cuve » une portion de la cuve qui s'étend depuis une paroi de fond de la cuve et un plan parallèle à cette paroi de fond inférieure et agencé, au maximum, à 20% d'une hauteur totale de la cuve, cette hauteur totale étant mesurée selon une droite perpendiculaire à la paroi de fond inférieure de la cuve entre deux extrémités opposées de cette cuve, le long de cette droite. Avantagusement, le plan
- 20 parallèle à la paroi de fond inférieure qui participe à délimiter le « fond de la cuve » peut être agencé à 10% de la hauteur totale de la cuve. Alternativement, l'organe de bullage peut être fixé à la paroi de fond inférieure de la cuve. On comprend de ce qui précède que l'échangeur thermique est configuré pour opérer un échange de chaleur entre le gaz évaporé prélevé dans la cuve et le gaz comprimé par l'organe de compression. Autrement
- 25 dit, cet échangeur thermique comprend au moins une première passe dont un orifice d'entrée est connecté à la cuve et dont un orifice de sortie est connecté à l'organe de compression et au moins une deuxième passe dont un orifice d'entrée est connecté à l'organe de compression et dont un orifice de sortie est connecté à la cuve. Selon

l'invention, l'organe de bullage est plus particulièrement configuré pour générer des bulles de gaz et pour les disperser dans le fond de la cuve. Ces bulles de gaz sont alors en contact avec le gaz liquide présent dans la cuve. La différence de température entre ces bulles de gaz et le gaz liquide présent dans la cuve entraîne une condensation de ces bulles de gaz.

Selon une caractéristique de la présente invention, le système de traitement du gaz comprend un moyen de détente et un échangeur de chaleur, l'échangeur de chaleur étant équipé d'au moins une première passe alimentée par du gaz prélevé à l'état liquide dans la cuve et d'au moins une deuxième passe alimentée par du gaz prélevé à l'état liquide dans la cuve et le moyen de détente étant agencé entre la cuve et la première passe de l'échangeur de chaleur.

Autrement dit, on comprend que le gaz liquide qui alimente la première passe subit une détente, c'est-à-dire une diminution de sa pression avant de rejoindre cette première passe tandis que le gaz liquide qui est envoyé dans la deuxième passe de l'échangeur de chaleur rejoint cette deuxième passe immédiatement après avoir quitté la cuve, c'est-à-dire sans n'avoir subi aucune modification de sa pression ou de sa température autre que celle liée au pompage en lui-même. Autrement dit, on comprend que cet échangeur de chaleur est configuré pour opérer un échange de chaleur entre du gaz liquide détendu et du gaz liquide non détendu. Par exemple, le gaz liquide détendu peut être détendu à une pression inférieure à la pression atmosphérique. Avantageusement, la différence de pression, et donc de température, entre le gaz liquide circulant dans la première passe et le gaz liquide circulant dans la deuxième passe permet d'évaporer le gaz liquide circulant dans la première passe et de refroidir le gaz liquide circulant dans la deuxième passe. Par exemple un orifice de sortie de la deuxième passe de l'échangeur de chaleur peut être fluidiquement raccordé à la cuve de sorte que le gaz liquide refroidi par son passage par la deuxième passe de l'échangeur de chaleur puisse être retourné dans cette cuve. On comprend qu'injecter du gaz liquide ainsi refroidi participe à maintenir une température stable dans la cuve, et ainsi à limiter le phénomène d'évaporation du gaz liquide contenu dans la cuve.

Selon l'invention, l'organe de bullage peut par exemple comprendre au moins une rampe pourvue d'orifices générateurs de bulles de gaz. Avantageusement, ces orifices sont répartis sur toute une longueur de la rampe, c'est-à-dire une dimension la plus grande de la rampe, de sorte à permettre une répartition homogène des bulles de gaz générées dans le fond de la cuve.

Selon un exemple de réalisation de la présente invention, les orifices de la rampe présentent, chacun, une section comprise entre 0,0078 mm² et 315mm². Avantageusement, une telle section permet de générer des bulles de gaz suffisamment petites pour qu'elles se condensent rapidement et ainsi se mélangent rapidement au gaz liquide contenu dans la cuve.

Selon une caractéristique de la présente invention, au moins un organe de détente est agencé sur la première conduite. Autrement dit, on comprend que le gaz qui quitte l'organe de compression est détendu avant de rejoindre l'échangeur thermique, ce qui permet notamment de faciliter l'échange de chaleur qui s'opère dans cet échangeur thermique. Alternativement, le gaz naturel peut rejoindre l'échangeur thermique sans subir de détente, c'est-à-dire que le gaz naturel rejoint alors l'organe de bullage à une pression plus importante que lorsqu'il subit une détente avant de rejoindre l'échangeur thermique.

Selon l'invention, le système de traitement de gaz peut comprendre un dispositif de compression agencé en parallèle de l'organe de compression, l'organe de compression étant configuré pour comprimer une première partie du gaz à l'état gazeux provenant de l'échangeur thermique et le dispositif de compression étant configuré pour comprimer une deuxième partie du gaz à l'état gazeux provenant de l'échangeur thermique, la première partie du gaz provenant de l'échangeur thermique étant distincte de la deuxième partie du gaz provenant de l'échangeur thermique. Alternativement, le dispositif de compression peut être utilisé pour pallier une éventuelle panne de l'organe de compression.

Par exemple, le gaz stocké et/ou transporté dans la cuve est du gaz naturel.

Alternativement, le système de traitement de gaz selon l'invention peut être utilisé avec d'autres types de gaz, tels que par exemple des gaz d'hydrocarbures ou hydrogène.

5 Selon un exemple de réalisation de la présente invention, le système de traitement de gaz comprend au moins un premier appareil consommateur de gaz et au moins un deuxième appareil consommateur de gaz, le premier appareil consommateur de gaz étant configuré pour être alimenté par du gaz comprimé à une première pression, le deuxième appareil consommateur de gaz étant configuré pour être alimenté par du gaz comprimé à une deuxième pression et la première pression étant inférieure à la deuxième pression. Par
10 exemple, le premier appareil consommateur de gaz est une génératrice électrique de type DFDE (Dual Fuel Diesel Electric), c'est-à-dire un appareil consommateur de gaz configuré pour assurer l'alimentation électrique du navire et le deuxième appareil consommateur de gaz peut être un moteur de propulsion du navire, tel qu'un moteur ME-GI ou XDF.

15 La présente invention concerne également un navire de transport de gaz liquéfié, comprenant au moins une cuve d'une cargaison de gaz liquéfié, au moins un appareil consommateur de gaz évaporé et au moins un système de traitement de gaz selon l'une quelconque des revendications précédentes.

La présente invention concerne encore un système pour charger ou décharger un gaz
20 liquide qui combine au moins un moyen à terre et au moins un navire de transport de gaz liquide selon l'invention.

La présente invention concerne en outre un procédé comprenant au moins les étapes de :

- prélèvement du gaz à l'état gazeux dans la cuve,
- réchauffage du gaz prélevé à l'état gazeux dans la cuve par un échange de chaleur
25 opéré dans un échangeur thermique avec du gaz comprimé par un organe de compression,
- compression, par l'organe de compression, du gaz réchauffé

- alimentation d'au moins un appareil consommateur de gaz évaporé par une première partie du gaz réchauffé et comprimé
- refroidissement d'une deuxième partie du gaz réchauffé et comprimé par un échange de chaleur opéré dans l'échangeur thermique avec le gaz prélevé à l'état gazeux dans la cuve,
- répartition de la deuxième partie du gaz refroidi par son passage dans l'échangeur thermique dans un fond de la cuve.

Selon l'invention, l'étape de répartition de la deuxième partie du gaz refroidi consiste en un bullage de cette deuxième partie du gaz refroidi.

- 10 Selon une caractéristique de la présente invention, une pression à l'entrée de la troisième conduite est supérieure à une pression mesurée au fond de la cuve.

Le procédé de traitement de gaz selon la présente invention peut également comprendre au moins une étape de sous-refroidissement du gaz naturel prélevé à l'état liquide dans la cuve et au moins une étape de stockage du gaz naturel sous-refroidi au fond de la cuve.

- 15 Selon l'invention, l'étape de sous-refroidissement est réalisée par un échange de chaleur entre du gaz naturel prélevé dans la cuve à l'état liquide et maintenu à pression atmosphérique et du gaz naturel prélevé dans la cuve à l'état liquide et détendu en-dessous de la pression atmosphérique. Autrement dit, on comprend de ce qui précède que l'étape de sous-refroidissement du gaz naturel prélevé à l'état liquide dans la cuve est
- 20 opérée dans l'échangeur de chaleur mentionné ci-dessus.

- Avantageusement, l'étape de sous-refroidissement du gaz naturel prélevé à l'état liquide dans la cuve, l'étape de stockage du gaz naturel sous-refroidi dans le fond de la cuve et l'étape de répartition de la deuxième partie du gaz refroidi par son passage dans l'échangeur thermique dans le fond de la cuve sont réalisées, dans cet ordre, au moins
- 25 deux fois consécutives. Tel que précédemment évoqué, les étapes de sous-refroidissement et de stockage du gaz naturel liquide sous-refroidi permettent d'abaisser la température du gaz naturel présent à l'état liquide dans la cuve. L'étape de répartition de la deuxième partie du gaz refroidi tend quant à elle à augmenter la température du gaz naturel

- présent à l'état liquide dans la cuve. Autrement dit, les étapes de sous-refroidissement et de stockage du gaz naturel sous-refroidi permettent d'assurer un maintien de la température du gaz naturel liquide contenu dans la cuve, de sorte à éviter qu'une quantité trop importante de ce gaz naturel liquide ne s'évapore lors de l'étape de
- 5 répartition du gaz dans le fond de la cuve, ce qui résulterait en une augmentation de la quantité de gaz naturel gazeux présent dans le ciel de cuve, et par conséquent une augmentation de la pression dans cette cuve, ce qui pourrait, à terme, endommager cette dernière. Les étapes de sous-refroidissement, stockage et répartition du gaz naturel dans la cuve participent donc à la stabilité de la pression dans cette cuve.
- 10 La présente invention concerne enfin un procédé de chargement ou de déchargement d'un gaz liquide d'un navire de transport de gaz selon l'invention.
- D'autres caractéristiques, détails et avantages de l'invention ressortiront plus clairement à la lecture de la description qui suit d'une part, et d'un exemple de réalisation donné à titre indicatif et non limitatif en référence aux dessins annexés d'autre part, sur lesquels :
- 15 [Fig. 1] illustre, schématiquement, un système de traitement de gaz selon la présente invention ;
- [Fig. 2] illustre, schématiquement, un premier mode de fonctionnement du système de traitement de gaz illustré sur le figure 1 ;
- [Fig. 3] illustre, schématiquement, un deuxième mode de fonctionnement du système de
- 20 traitement de gaz illustré sur la figure 1 ;
- [Fig. 4] illustre, schématiquement, un troisième mode de fonctionnement du système de traitement de gaz illustré sur la figure 1 ;
- [Fig. 5] est une représentation schématique écorchée d'une cuve de navire méthanier et d'un terminal de chargement et/ou de déchargement de cette cuve.
- 25 Dans la suite de la description, les termes « amont » et « aval » s'entendent selon un sens de circulation d'un gaz à l'état liquide, gazeux ou diphasique à travers l'élément concerné. Sur les figures 2 à 4, les traits pleins représentent des conduites de circuit dans

lesquelles circule du gaz à l'état liquide, gazeux ou diphasique, tandis que les traits pointillés représentent des conduites de circuit dans lesquelles le gaz ne circule pas.

Les figures 1 à 4 illustrent un système 100 de traitement d'un gaz contenu à l'état liquide et à l'état gazeux dans une cuve 200 ainsi que différents modes de fonctionnement de ce système 100 de traitement de gaz. Dans la description qui va suivre, l'espace de la cuve 200 occupé par le gaz à l'état gazeux est appelé « ciel de cuve 201 ». En référence à la figure 1, nous allons dans un premier temps décrire le système 100 selon la présente invention, à l'arrêt, c'est-à-dire lorsqu'aucun gaz, qu'il soit à l'état gazeux, liquide ou diphasique, n'y circule. En référence aux figures 2 à 4, nous décrirons ensuite trois modes de fonctionnement distincts du système 100 de traitement de gaz selon l'invention, parmi lesquels nous distinguerons un premier mode de fonctionnement dit « à l'équilibre », un deuxième mode de fonctionnement dit « évaporation forcée » et un troisième mode de fonctionnement dit « de reliqufaction ». Dans la suite de la description, les termes « système 100 de traitement de gaz » et « système 100 » seront utilisés sans distinction.

La description qui va suivre donne un exemple particulier d'application de la présente invention dans lequel la cuve 200 contient du gaz naturel. Il est entendu qu'il ne s'agit que d'un exemple d'application et que le système 100 de traitement de gaz selon l'invention peut être utilisé avec d'autres types de gaz, tels que par exemple des gaz d'hydrocarbures ou hydrogène.

La figure 1 illustre ainsi tout d'abord, schématiquement, le système 100 de traitement de gaz contenu dans la cuve 200 selon l'invention, à l'arrêt. Selon l'invention, le système 100 comprend au moins un échangeur thermique 110, au moins un organe de compression 120, au moins un appareil consommateur de gaz 130 et au moins un organe de bullage 140. Selon un exemple illustré ici, le système 100 comprend en outre, un dispositif de compression 121, un moyen de compression 122, un échangeur de chaleur 170 et un autre appareil consommateur de gaz 131.

Tel que représenté, au moins une première conduite 101 est agencée entre l'organe de compression 120 et l'appareil consommateur de gaz 130, au moins une deuxième

conduite 102 est agencée entre la première conduite 101 et l'échangeur thermique 110 et au moins une troisième conduite 103 est agencée entre l'échangeur thermique 110 et un fond de la cuve, c'est-à-dire une portion de la cuve qui s'étend depuis une paroi de fond 202 de la cuve 200 et un plan parallèle à cette paroi de fond inférieure et agencé, au maximum, à 20% de la hauteur h totale de la cuve, cette hauteur h totale étant mesurée selon une droite perpendiculaire à la paroi de fond inférieure de la cuve entre deux extrémités opposées de cette cuve, le long de cette droite. Avantageusement, le plan parallèle à la paroi de fond inférieure qui participe à délimiter le « fond de la cuve » peut être agencé à 10% de la hauteur h totale de la cuve. Alternativement, l'organe de bullage peut être fixé à la paroi de fond 202 inférieure de la cuve.

On remarque également que l'échangeur thermique 110 comprend au moins une première passe 111 connectée d'une part à la cuve 200, et plus particulièrement au ciel de cuve 201, et d'autre part à l'organe de compression 120 et au moins une deuxième passe 112 quant à elle connectée, d'une part, à l'organe de compression 120 et d'autre part à la cuve 200. Plus particulièrement, un orifice d'entrée 113 de la première passe 111 est connecté au ciel de cuve 201 par une quatrième conduite 104, un orifice de sortie 114 de la première passe 111 est connecté à l'organe de compression 120 par une cinquième conduite 105, un orifice d'entrée 115 de la deuxième passe 112 est quant à lui connecté à l'organe de compression 120 par la deuxième conduite 102 et un orifice de sortie 116 de cette deuxième passe 112 est connecté au fond de la cuve 200 par la troisième conduite 103. En d'autres termes, on comprend que la première passe 111 de l'échangeur thermique 110 est parcourue par du gaz naturel prélevé dans la cuve 200, et plus particulièrement dans le ciel de cuve 201, à l'état gazeux, et que la deuxième passe 112 de cet échangeur thermique 110 est parcourue par du gaz prélevé dans la cuve 200, et plus particulièrement dans le ciel de cuve 201, puis comprimé par l'organe de compression 120. Autrement dit, l'échangeur thermique 110 est configuré pour opérer un échange de chaleur entre du gaz prélevé à l'état gazeux dans le ciel de cuve 201 et envoyé directement dans l'échangeur thermique 110 et du gaz prélevé à l'état gazeux dans le ciel de cuve 201 et au moins comprimé par l'organe de compression 120. On entend par « envoyé directement dans l'échangeur de chaleur 110 » le fait que le gaz

naturel prélevé à l'état gazeux ne subit aucune modification de pression ou de température, autre que celle liée à son aspiration, avant de rejoindre l'échangeur thermique 110, et plus particulièrement la première passe 111 de cet échangeur thermique 110. On note également qu'une vanne 150 est agencée sur la deuxième conduite 102, c'est-à-dire entre la première conduite 101 et l'échangeur thermique 110. Alternativement, la vanne 150 pourrait être agencée en aval de l'échangeur thermique 110, c'est-à-dire agencée sur la troisième conduite 103. Cette vanne 150 contrôle ainsi l'alimentation en gaz naturel gazeux de la deuxième passe 112 de l'échangeur thermique 110.

Par ailleurs, la troisième conduite 103 est connectée à l'organe de bullage 140 qui s'étend dans le fond de la cuve. Cet organe de bullage 140 comprend, selon l'exemple illustré ici, une rampe 141 pourvue d'orifices 142 configurés pour générer des bulles de gaz 143 naturel. Par exemple, chacun de ces orifices 142 présente une section comprise entre 0.0078 mm^2 et 315 mm^2 . Tel que cela sera plus amplement détaillé ci-dessous, notamment en référence au troisième mode de fonctionnement du système 100 selon l'invention, ces bulles de gaz 143 naturel sont ainsi mélangées au gaz naturel liquide présent dans la cuve 200, ce qui permet au gaz naturel gazeux qui forme ces bulles de gaz 143 de se condenser et ainsi de revenir à l'état liquide.

L'organe de compression 120 et le dispositif de compression 121 sont tous deux connectés aux mêmes éléments du système 100, à savoir ils sont connectés, par la cinquième conduite 105, à la première passe 111 de l'échangeur thermique 110 d'une part, à un premier appareil consommateur de gaz 130 par la première conduite 101 et à un deuxième appareil consommateur de gaz 131 par une sixième conduite 106 d'autre part. Plus particulièrement on note que le gaz naturel gazeux comprimé par l'organe de compression 120 et le gaz naturel gazeux comprimé par le dispositif de compression 121 peuvent être mélangés dans une unique conduite qui se sépare ensuite pour rejoindre le premier ou le deuxième appareil consommateur de gaz 130, 131. Par exemple, le premier appareil consommateur de gaz 130 est une génératrice électrique de type DFDE (Dual Fuel Diesel Electric), c'est-à-dire un appareil consommateur de gaz configuré pour

assurer l'alimentation électrique du navire et le deuxième appareil consommateur de gaz 131 peut être un moteur de propulsion du navire, tel qu'un moteur ME-GI ou XDF. Il est entendu qu'il ne s'agit que d'un exemple de réalisation de la présente invention et qu'on pourra prévoir l'installation d'appareils consommateurs de gaz différents sans
5 sortir du contexte de la présente invention. En outre, la sixième conduite 106 est également connectée fluidiquement à la deuxième conduite 102. Autrement dit, une partie du gaz naturel comprimé destiné à alimenter le deuxième appareil consommateur de gaz 131 peut être dérivée pour alimenter la deuxième passe 112 de l'échangeur thermique 110. Afin de contrôler cette dérivation du gaz naturel comprimé destiné à
10 alimenter le deuxième appareil 131 consommateur de gaz, une vanne 151 est agencée entre la sixième conduite 106 et l'échangeur thermique 110.

Selon différents exemples d'application de la présente invention, on pourra prévoir que seul l'organe de compression 120 fonctionne, le dispositif de compression 121 assurant alors une redondance, c'est-à-dire que ce dispositif de compression 121 permet alors de
15 remplacer l'organe de compression 120 si celui-ci venait à tomber en panne.

Alternativement, on peut prévoir que l'organe de compression 120 et le dispositif de compression 121 fonctionnent simultanément, c'est-à-dire qu'une première partie du gaz naturel issu de l'échangeur thermique 110 est alors comprimée par l'organe de compression et qu'une deuxième partie du gaz naturel issu de l'échangeur thermique
20 110 est quant à elle comprimée par le dispositif de compression 121, la première partie et la deuxième partie du gaz naturel issu de l'échangeur thermique étant distinctes.

Selon l'un quelconque de ces exemples d'application, la gaz naturel rejoint l'organe de compression 120 et/ou le dispositif de compression 121 à l'état gazeux et à une pression d'environ 1 bar et ce gaz naturel quitte l'organe de compression 120 et/ou le dispositif
25 de compression 121 à l'état gazeux et à haute pression, c'est-à-dire une pression comprise entre 1 bar et 400 bar, avantageusement entre 1 bar et 17 bar, encore plus avantageusement, entre 6 bar et 17 bar. Le niveau de compression en sortie de cet organe de compression 120 et/ou de ce dispositif de compression 121 est paramétré en fonction du type d'appareil consommateur de gaz à alimenter.

En outre un organe de détente 181 peut être agencé sur la première conduite 101, et plus particulièrement entre l'organe de compression 120 et la deuxième conduite 102 de sorte à opérer une détente du gaz naturel qui quitte l'organe de compression 120 et/ou le dispositif de compression 121, avant que celui-ci ne rejoigne l'échangeur thermique 110 dans lequel, tel que cela sera plus amplement détaillé ci-après, le gaz naturel comprimé cède des calories au gaz naturel sous forme gazeuse directement envoyé vers cet échangeur thermique 110 depuis le ciel de cuve 201. On note en outre que la sixième conduite 106 est dépourvue d'organe de détente. Autrement dit, lorsque la vanne 151 agencée entre la sixième conduite 106 et l'échangeur thermique 110 est ouverte pour alimenter la deuxième passe 112 de cet échangeur thermique 110, le gaz naturel qui alimente cette deuxième passe 112 est à une pression comprise entre 1 bar et 400 bar, avantageusement entre 1 bar et 17 bar, encore plus avantageusement entre 6 bar et 17 bar. En d'autres termes, l'ouverture de la vanne 151 agencée entre la sixième conduite 106 et l'échangeur thermique 110 permet d'alimenter l'organe de bullage 140 avec du gaz naturel à haute pression. On comprend donc que la vanne 150 agencée sur la deuxième conduite 102 et la vanne 151 agencée entre la sixième conduite 106 et l'échangeur thermique 110 ne sont jamais ouvertes simultanément.

L'échangeur de chaleur 170 comprend quant à lui également une première passe 171 et une deuxième passe 172. Tel qu'illustré, la première passe 171 est connectée d'une part à une première pompe 210 agencée dans le fond de la cuve 200 et d'autre part au moyen de compression 122 et la deuxième passe 172 est quant à elle connectée d'une part à une deuxième pompe 220 agencée dans le fond de la cuve 200 et d'autre part également à la cuve 200, et plus exactement à une partie de la cuve 200 dans laquelle est stocké le gaz naturel à l'état liquide. Plus particulièrement, un orifice d'entrée 173 de la première passe 171 est connecté à la première pompe 210, un orifice de sortie 174 de la première passe 171 est connecté au moyen de compression 122, un orifice d'entrée 175 de la deuxième passe 172 est connecté à la deuxième pompe 220 et un orifice de sortie 176 de la deuxième passe 172 est connecté à la cuve 200. On entend ici par « connecté à la cuve », le fait qu'une septième conduite 107 est connectée à l'orifice de sortie de la deuxième passe 172 de l'échangeur de chaleur 170 et que cette septième conduite 170

débouche dans la cuve 200. Selon un exemple de réalisation non illustré ici, la première passe et la deuxième passe de l'échangeur de chaleur peuvent toutes deux être alimentées par une même pompe, une bifurcation étant alors ménagée entre cette unique pompe et les orifices d'entrée des première et deuxième passes de l'échangeur de chaleur.

- 5 En outre, un moyen de détente 182 est agencé entre la première pompe 210 et l'échangeur de chaleur 170. Autrement dit, le gaz prélevé à l'état liquide dans la cuve 200 par la première pompe 210 est détendu avant de rejoindre la première passe 171 de l'échangeur de chaleur 170. On entend par « détendu » le fait que le gaz naturel liquide subisse une diminution de sa pression. Autrement dit, le gaz naturel prélevé dans la cuve
- 10 à l'état liquide par la première pompe 210 rejoint l'échangeur de chaleur 170 à une pression inférieure à la pression atmosphérique. On remarque en revanche que la deuxième pompe 220 est configurée pour envoyer le gaz naturel prélevé à l'état liquide dans la cuve 200 directement dans la deuxième passe 172 de l'échangeur de chaleur 170, c'est-à-dire que le gaz naturel prélevé à l'état liquide dans la cuve 200 ne subit aucune
- 15 modification de température ni de pression autre que celle liée au pompage lui-même avant de rejoindre la deuxième passe 172 de l'échangeur de chaleur 170. L'échangeur de chaleur 170 est ainsi configuré pour opérer un échange de chaleur entre du gaz prélevé dans la cuve 200 à l'état liquide et ayant subi une détente et du gaz prélevé dans la cuve à l'état liquide et n'ayant subi aucune modification de pression. Selon l'exemple de
- 20 réalisation non illustré dans lequel la première passe et la deuxième passe de l'échangeur de chaleur sont alimentées par la même pompe, le moyen de détente est agencé en aval de la bifurcation, c'est-à-dire entre la bifurcation et la première passe de l'échangeur de chaleur. On comprend donc de ce qui précède que le gaz naturel liquide qui circule dans la première passe 171 est réchauffé jusqu'à être évaporé tandis que le gaz naturel liquide
- 25 qui circule dans la deuxième passe 172 est sous-refroidi avant d'être retourné dans le fond de la cuve 200.

Tel qu'évoqué ci-dessus, le gaz naturel liquide circule dans la première passe 171 de l'échangeur de chaleur 170 à une pression inférieure à la pression atmosphérique. Aussi, afin d'assurer l'écoulement de ce gaz naturel liquide, le moyen de compression 122

agencé entre cet échangeur de chaleur 170 et l'organe de compression 120 est configuré pour ramener le gaz naturel qui quitte cet échangeur de chaleur 170 à une pression avoisinant la pression atmosphérique. Par exemple, ce moyen de compression 122 est configuré pour comprimer le gaz naturel de 0.35 bar à 1 bar. Le gaz naturel ainsi
5 comprimé est alors apte à rejoindre l'organe de compression 120 et/ou le dispositif de compression 121, dans le(s)quel(s) il subit une seconde compression.

En référence à la figure 2, nous allons maintenant décrire le premier mode de fonctionnement du système 100 selon l'invention. Tel que précédemment évoqué, ce premier mode de fonctionnement est dit « à l'équilibre ». En d'autres termes, ce premier
10 mode de fonctionnement correspond au cas parfait dans lequel la quantité de gaz naturel évaporé présent dans le ciel de cuve 201 à l'état gazeux est identique aux besoins du/des appareils consommateurs de gaz 130, 131. Tel que schématiquement illustré, selon ce premier mode de fonctionnement, les vannes 150, 151 sont fermées, et les première et deuxième pompes 210, 220 sont à l'arrêt. Selon ce premier mode de fonctionnement, le
15 gaz naturel est ainsi prélevé à l'état gazeux dans le ciel de cuve 201, puis directement envoyé vers l'organe de compression 120 et/ou le dispositif de compression 121, de sorte à ce que sa pression soit augmentée en vue d'alimenter le(s) appareil(s) consommateur(s) de gaz 130, 131.

La figure 3 illustre un deuxième mode de fonctionnement du système 100 selon
20 l'invention, ce deuxième mode de fonctionnement étant dit « d'évaporation forcée ». Ce deuxième mode de fonctionnement est mis en œuvre lorsque la quantité de gaz naturel gazeux présent dans le ciel de cuve 201 est inférieure aux besoins du(des) appareil(s) consommateur(s) de gaz. Ce deuxième mode de fonctionnement permet avantageusement de générer du gaz naturel gazeux à partir de gaz naturel liquide afin de
25 pouvoir alimenter cet(ces) appareil(s).

Tel que représenté sur la figure 3, selon ce deuxième mode de fonctionnement, la première pompe 210 et la deuxième pompe 220 sont toutes deux activées, tandis que les vannes 150, 151 respectivement agencée sur la deuxième conduite 102 et entre la sixième conduite 106 et l'échangeur thermique 110 sont fermées, de sorte que le gaz

naturel gazeux comprimé issu de l'organe de compression 120 et/ou du dispositif de compression 121 soit intégralement envoyé vers le(s) appareil(s) consommateur(s) de gaz. En d'autres termes, selon ce deuxième mode de fonctionnement, la deuxième passe 112 de l'échangeur thermique 110 n'est pas alimentée et le gaz naturel prélevé dans la cuve à l'état gazeux est directement envoyé vers l'organe de compression 120 et/ou le dispositif de compression 121.

L'échangeur de chaleur 170 est quant à lui alimenté par du gaz naturel prélevé dans la cuve 200 à l'état liquide. Ainsi, la première pompe 210 aspire du gaz naturel liquide dans la cuve 200, ce gaz naturel liquide passe à travers le moyen de détente 182 dans lequel il subit une diminution de sa pression. Par exemple, on pourra prévoir que cette détente permette de passer le gaz naturel liquide d'une pression atmosphérique, c'est-à-dire environ 1 bar, à une pression inférieure à la pression atmosphérique, par exemple à une pression d'environ 0.35 bar. Ainsi, la première passe 171 de l'échangeur de chaleur 170 est alimenté par du gaz naturel liquide à basse pression.

La deuxième pompe 220 aspire également du gaz naturel liquide dans la cuve 200 pour alimenter directement la deuxième passe 172 de l'échangeur de chaleur 170. La deuxième passe 172 de l'échangeur de chaleur 170 est ainsi alimentée par du gaz naturel liquide à pression atmosphérique. Tel que précédemment évoqué, un échange de chaleur s'opère alors dans l'échangeur de chaleur 170, entre le gaz naturel liquide basse pression qui circule dans la première passe 171 et le gaz naturel liquide à pression atmosphérique qui circule dans la deuxième passe 172. Il en résulte une évaporation du gaz naturel liquide basse pression qui circule dans la première passe 171 et un sous-refroidissement du gaz naturel liquide à pression atmosphérique qui circule dans la deuxième passe 172. Le gaz naturel liquide sous-refroidi peut alors être retourné dans le fond de la cuve 200, grâce à la septième conduite 107, tandis que le gaz naturel évaporé quitte la première passe 171 à l'état gazeux pour rejoindre le moyen de compression 122 dans lequel il subit une élévation de sa pression. Ainsi, tel qu'évoqué ci-dessus, le moyen de compression 122 permet de faire passer le gaz naturel gazeux d'une pression d'environ 0,35 bar à une pression d'environ 1 bar. Le gaz naturel gazeux quitte ainsi le moyen de

compression 122 à pression atmosphérique et rejoint l'organe de compression 120 et/ou le dispositif de compression 121 dans le(s)quel(s) sa pression est encore élevée afin de pouvoir utiliser ce gaz naturel gazeux comme carburant pour le(s) appareil(s) consommateur(s) de gaz.

- 5 On comprend de ce qui précède que, selon le deuxième mode de fonctionnement du système 100 selon l'invention, l'échangeur de chaleur 170 permet avantageusement d'alimenter les appareils consommateurs de gaz 130, 131 d'une part et de stocker du froid dans le fond de la cuve 200 d'autre part. Tel que cela sera plus amplement détaillé ci-dessous, le stockage de gaz naturel liquide sous-refroidi dans la cuve 200 permet
- 10 d'abaisser la température du gaz naturel liquide contenu dans la cuve 200 de sorte à réduire l'évaporation de ce gaz naturel liquide contenu dans la cuve 200.

Le troisième mode de fonctionnement, dit « de reliquéfaction », illustré sur la figure 4, correspond quant à lui à un mode de fonctionnement du système 100 dans lequel la quantité de gaz naturel présent à l'état gazeux dans le ciel de cuve 201 est supérieure au

15 besoin en gaz du(des) appareil(s) consommateur(s) de gaz 130, 131.

Selon ce troisième mode de fonctionnement, du gaz naturel est prélevé à l'état gazeux dans le ciel de cuve 201 pour alimenter l'échangeur thermique 110, et plus particulièrement la première passe 111 de cet échangeur thermique 110. Dans cet échangeur thermique 110, le gaz naturel à l'état gazeux capte des calories du gaz naturel

20 gazeux et comprimé qui circule dans la deuxième passe 112 tel que décrit ci-dessus. Le gaz naturel quitte ainsi l'échangeur thermique 110 à l'état gazeux et à une température supérieure à la température qu'il présentait dans le ciel de cuve 201. Ce gaz naturel gazeux réchauffé rejoint alors l'organe de compression 120 et/ou le dispositif de compression 121 dans le(s)quel(s) il subit une augmentation de sa pression jusqu'à une

25 valeur suffisante pour alimenter au moins l'un des appareils consommateurs de gaz 130, 131. Ainsi, une partie de ce gaz naturel gazeux réchauffé et comprimé alimente le(s) appareil(s) consommateur(s) de gaz 130, 131. Au moins l'une des vannes 150, 151 est quant à elle ouverte pour permettre à une autre partie de ce gaz naturel gazeux réchauffé et comprimé de rejoindre la deuxième passe 112 de l'échangeur thermique 110. Il est

entendu que la partie du gaz naturel gazeux réchauffé et comprimé qui alimente le(s) appareil(s) consommateur(s) de gaz 130, 131 est distincte de l'autre partie de ce gaz naturel gazeux réchauffé et comprimé qui rejoint la deuxième passe 112 de l'échangeur thermique 110. Tel que précédemment décrit, le gaz naturel gazeux qui circule dans la

5 deuxième passe 112 de l'échangeur thermique 110 cède des calories au gaz naturel gazeux qui circule dans la première passe 111 de cet échangeur thermique 110 de sorte que le gaz naturel gazeux quitte l'échangeur thermique 110 et rejoint la troisième conduite 103 à une température inférieure à la température qu'il présentait à l'entrée de la deuxième passe 112. Il est entendu, toutefois, que le gaz naturel quitte la deuxième

10 passe 112 de l'échangeur thermique 110 à l'état gazeux.

Tel que précédemment évoqué, la troisième conduite 103 est connectée à l'organe de bullage 140. Le gaz naturel gazeux qui quitte la deuxième passe 112 de l'échangeur thermique 110 refroidit rejoint ainsi cet organe de bullage 140 et passe dans les orifices 142 ménagés dans la rampe 141 de cet organe de bullage 140, de sorte que des bulles de

15 gaz 143 sont générées et libérées dans le fond de la cuve 200. Ces bulles de gaz 143 se retrouvent ainsi au contact du gaz naturel liquide contenu dans la cuve 200, ce qui entraîne la condensation de ces bulles de gaz qui se transforment alors en gaz naturel liquide qui se mélange alors au reste du gaz naturel liquide présent dans la cuve 200.

Avantageusement, les orifices 142 de l'organe de bullage 140 sont répartis de façon

20 homogène sur toute une longueur de la rampe 141, c'est-à-dire une dimension la plus longue de cette rampe 141, de sorte que les bulles de gaz 143 sont également réparties dans le fond de la cuve 200, augmentant ainsi la surface de contact et l'écart de température entre chaque bulle de gaz et le gaz naturel liquide contenu dans la cuve 200. On comprend que la libération de ces bulles de gaz 143 tend à augmenter la température

25 du gaz naturel liquide contenu dans la cuve 200.

Selon l'invention, le deuxième mode de fonctionnement et le troisième mode de fonctionnement sont avantageusement mis en œuvre successivement. En effet, tel que décrit en référence à la figure 3, le deuxième mode de fonctionnement permet de stocker du froid au fond de la cuve – grâce au retour dans le fond de cette cuve du gaz naturel

sous-refroidi par l'échange de chaleur opéré dans l'échangeur de chaleur 170. La température du gaz naturel liquide contenu dans la cuve 200 est ainsi réduite, et l'augmentation de la température de ce gaz naturel liquide générée par la libération des bulles de gaz 143 via l'organe de bullage 140 lors de la mise en œuvre du troisième mode de fonctionnement est maîtrisée. En d'autres termes, sans l'étape de stockage de froid préalable, la libération des bulles de gaz 143 par l'organe de bullage 140 entraînerait une augmentation trop importante de la température du gaz naturel liquide contenu dans la cuve 200, ce qui résulterait en une évaporation de ce gaz naturel liquide et donc en une augmentation de la pression qui pourrait endommager la cuve 200. En d'autres termes, le deuxième mode de fonctionnement permet de stocker du froid en prévision d'une augmentation de la température du gaz naturel liquide contenu dans la cuve liée à la libération des bulles de gaz 143 par l'organe de bullage 140 lorsque le système 100 passe sur le troisième mode de fonctionnement.

On comprend de ce qui précède que, pour un fonctionnement optimal du système 100, c'est-à-dire un fonctionnement dans lequel la pression dans le ciel de cuve 201 est maîtrisée, il convient d'alterner entre les deuxième et troisième modes de fonctionnement de ce système 100.

Enfin, la figure 5 est une vue écorchée d'un navire 70 qui montre la cuve 200 qui contient le gaz naturel à l'état liquide et à l'état gazeux, cette cuve 200 étant de forme générale prismatique montée dans une double coque 72 du navire. La paroi de la cuve 200 comporte une membrane d'étanchéité primaire destinée à être en contact avec le gaz liquéfié contenu dans la cuve, une membrane d'étanchéité secondaire agencée entre la membrane d'étanchéité primaire et la double coque 72 du navire, et deux barrières isolante agencées respectivement entre la membrane d'étanchéité primaire et la membrane d'étanchéité secondaire et entre la membrane d'étanchéité secondaire et la double coque 72.

Des canalisations de chargement et/ou de déchargement 73 disposées sur le pont supérieur du navire peuvent être raccordées, au moyen de connecteurs appropriées, à un

terminal maritime ou portuaire pour transférer la cargaison de gaz naturel à l'état liquide depuis ou vers la cuve 1.

La figure 5 représente également un exemple de terminal maritime comportant un poste de chargement et/ou de déchargement 75, une conduite sous-marine 76 et une
5 installation à terre 77. Le poste de chargement et/ou de déchargement 75 est une installation fixe off-shore comportant un bras mobile 74 et une tour 78 qui supporte le bras mobile 74. Le bras mobile 74 porte un faisceau de canalisations isolées 79 pouvant se connecter aux canalisations de chargement et/ou de déchargement 73. Le bras mobile 74 orientable s'adapte à tous les gabarits de navire. Le poste de chargement et de
10 déchargement 75 permet le chargement et/ou le déchargement du navire 70 depuis ou vers l'installation à terre 77. Celle-ci comporte des cuves de stockage de gaz liquéfié 80 et des conduites de liaison 81 reliées par la conduite sous-marine 76 au poste de chargement ou de déchargement 75. La conduite sous-marine 76 permet le transfert du gaz liquéfié entre le poste de chargement ou de déchargement 75 et l'installation à terre
15 77 sur une grande distance, par exemple 5 km, ce qui permet de garder le navire 70 à grande distance de la côte pendant les opérations de chargement et/ou de déchargement.

Pour engendrer la pression nécessaire au transfert du gaz liquéfié, on met en œuvre la ou les pompes de déchargement évoquées plus haut et portées par la tour de chargement et/ou de déchargement de la cuve 200 et/ou des pompes équipant l'installation à terre
20 77 et/ou des pompes équipant le poste de chargement et de déchargement 75.

Bien sûr, l'invention n'est pas limitée aux exemples qui viennent d'être décrit et de nombreux aménagements peuvent être apportés à ces exemples sans sortir du cadre de l'invention.

La présente invention propose ainsi un système de traitement de gaz qui permet
25 d'alimenter les appareils consommateurs de gaz présents sur un navire par du gaz naturellement évaporé, par du gaz liquide évaporé de force et également de condenser le gaz naturellement évaporé si celui-ci était en trop grande quantité par rapport à la demande en énergie du/des appareils consommateurs de gaz du navire, avantageusement pour un coût limité.

La présente invention ne saurait toutefois se limiter aux moyens et configurations décrits et illustrés ici et elle s'étend également à tout moyen et toute configuration équivalents ainsi qu'à toute combinaison techniquement opérante de tels moyens.