

(12) DEMANDE INTERNATIONALE PUBLIÉE EN VERTU DU TRAITÉ DE COOPÉRATION EN MATIÈRE DE BREVETS (PCT)

(19) Organisation Mondiale de la
Propriété Intellectuelle
Bureau international



(10) Numéro de publication internationale
WO 2018/007710 A1

(43) Date de la publication internationale
11 janvier 2018 (11.01.2018)

(51) Classification internationale des brevets :
F25J 1/00 (2006.01) F25J 1/02 (2006.01)

(21) Numéro de la demande internationale :
PCT/FR2017/051630

(22) Date de dépôt international :
20 juin 2017 (20.06.2017)

(25) Langue de dépôt : français

(26) Langue de publication : français

(30) Données relatives à la priorité :
1656460 06 juillet 2016 (06.07.2016) FR

(71) Déposant : SAIPEM S.A. [FR/FR] ; 1/7 avenue San Fernando, 78180 MONTIGNY LE BRETONNEUX (FR).

(72) Inventeurs : ZIELINSKI, Eric ; 21bis, rue du Maréchal Gallieni, 78000 VERSAILLES (FR). TRICHARD, Nathalie ; 6 rue Nicolas Boileau, 78180 MONTIGNY-LE-BRETONNEUX (FR). BELLANDE, Julien ; 17 rue Royale, 78000 VERSAILLES (FR). RODIER, Benjamin ; 54 rue de Colombes, 92400 COURBEVOIE (FR).

(74) Mandataire : BOURA, Olivier et al. ; Cabinet Beau de Loménie, 232 avenue du Prado, 13008 MARSEILLE (FR).

(81) États désignés (sauf indication contraire, pour tout titre de protection nationale disponible) : AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DJ, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, JO, JP, KE, KG, KH, KN, KP, KR, KW, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM,

(54) Title: METHOD FOR LIQUEFYING NATURAL GAS AND FOR RECOVERING POSSIBLE LIQUIDS FROM THE NATURAL GAS, COMPRISING TWO REFRIGERANT CYCLES SEMI-OPEN TO THE NATURAL GAS AND A REFRIGERANT CYCLE CLOSED TO THE REFRIGERANT GAS

(54) Titre : PROCÉDÉ DE LIQUÉFACTION DE GAZ NATUREL ET DE RÉCUPÉRATION D'ÉVENTUELS LIQUIDES DU GAZ NATUREL COMPRENANT DEUX CYCLES RÉFRIGÉRANT SEMI-OUVERTS AU GAZ NATUREL ET UN CYCLE RÉFRIGÉRANT FERMÉ AU GAZ RÉFRIGÉRANT

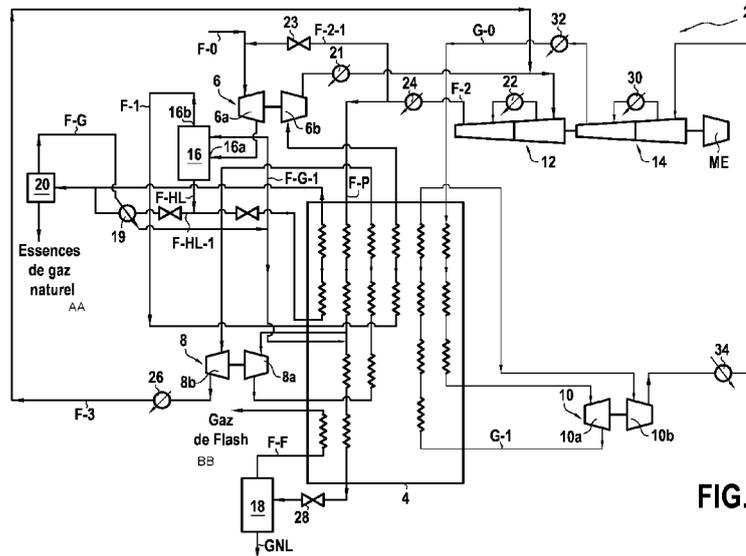


FIG.1

AA Natural gasoline
BB Flash gas

(57) Abstract: The invention relates to a method for liquefying natural gas comprising a mixture of hydrocarbons, including mostly methane, the method comprising a first refrigerant cycle semi-open to the natural gas in which the possible liquids from the natural gas which have been condensed are separated from the natural gas input stream, the latter then passing through a main cryogenic heat exchanger (4) in order to contribute by heat exchange to the pre-cooling of a main stream of natural gas (F-P) and to the cooling of an initial stream of refrigerant gas (G-0), a second refrigerant cycle semi-open to the natural gas in order to contribute to the pre-cooling of

[Suite sur la page suivante]



WO 2018/007710 A1

PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SA, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

- (84) **États désignés** (sauf indication contraire, pour tout titre de protection régionale disponible) : ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), eurasién (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), européen (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Publiée:

— avec rapport de recherche internationale (Art. 21(3))

the natural gas and the refrigerant gas as well as to the liquefaction of the natural gas, and a refrigerant cycle closed to the refrigerant gas in order to provide the sub-cooling of the liquefied natural gas and to provide a cooling power that complements the other two cycles. The invention also relates to a facility for liquefying natural gas for implementing such a method.

(57) **Abrégé :** L'invention concerne un procédé de liquéfaction d'un gaz naturel comprenant un mélange d'hydrocarbures dont majoritairement du méthane, le procédé comprenant un premier cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel dans lequel les éventuels liquides du gaz naturel qui ont été condensés sont séparés du flux d'alimentation de gaz naturel, ce dernier traversant alors un échangeur de chaleur cryogénique principal (4) pour contribuer par échange thermique au pré-refroidissement d'un flux principal de gaz naturel (F-P) et au refroidissement d'un flux initial de gaz réfrigérant (G-0), un second cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel pour contribuer au pré-refroidissement du gaz naturel et du gaz réfrigérant ainsi qu'à la liquéfaction du gaz naturel, et un cycle réfrigérant fermé au gaz réfrigérant pour assurer le sous-refroidissement du gaz naturel liquéfié et fournir une puissance de réfrigération complémentaire aux deux autres cycles. L'invention concerne également une installation de liquéfaction de gaz naturel pour la mise en œuvre d'un tel procédé.

Titre de l'invention

Procédé de liquéfaction de gaz naturel et de récupération d'éventuels
liquides du gaz naturel comprenant deux cycles réfrigérant semi-ouverts
5 au gaz naturel et un cycle réfrigérant fermé au gaz réfrigérant

Arrière-plan de l'invention

La présente invention se rapporte au domaine général de la
10 liquéfaction de gaz naturel à base majoritairement de méthane pour
produire du GNL, pour Gaz Naturel Liquéfié, appelé également LNG en
anglais (pour « Liquefied Natural Gas »).

Un domaine particulier mais non limitatif d'application de
l'invention est celui des installations flottantes de liquéfaction de gaz
15 naturel, appelées FLNG en anglais (pour « Floating Liquefaction of Natural
Gas »), qui permettent de réaliser une liquéfaction du gaz naturel
offshore, sur un navire ou sur tout autre support flottant en mer.

Le gaz naturel à base majoritairement de méthane qui est utilisé
pour produire du GNL est soit un sous-produit issu des champs pétroliers,
20 c'est-à-dire produit en association avec du pétrole brut, auquel cas il est
en quantité faible ou moyenne, soit un produit majeur issu de champs de
gaz.

Lorsque le gaz naturel est associé en faible quantité avec du
pétrole brut, il est généralement traité et séparé puis réinjecté dans les
25 puits de pétrole, exporté par pipeline et/ou utilisé sur place, notamment
comme carburant pour alimenter des générateurs de puissance électrique,
des fours ou des chaudières.

Lorsque le gaz naturel est issu de champs de gaz et produit en
haute quantité, on cherche à l'inverse à le transporter de manière à
30 pouvoir l'utiliser dans d'autres régions que celles dans laquelle il a été
produit. A cet effet, le gaz naturel peut être transporté dans des cuves de
navires de transport spécialisés (appelés « méthaniers ») sous forme de
liquide cryogénique (à une température de l'ordre de -160°C) et à une
pression proche de la pression atmosphérique ambiante.

35 La liquéfaction du gaz naturel en vue de son transport s'effectue
généralement à proximité du site de production de gaz et nécessite des

installations de grande échelle et des quantités d'énergie mécanique considérables pour des capacités de production pouvant atteindre plusieurs millions de tonnes par an. L'énergie mécanique nécessaire au procédé de liquéfaction peut être produite sur le site de l'installation de liquéfaction en utilisant une partie du gaz naturel comme combustible.

Le gaz naturel doit subir un traitement préalablement à sa liquéfaction afin d'en extraire les gaz acides (en particulier le dioxyde de carbone), l'eau (pour éviter qu'elle ne gèle dans l'installation de liquéfaction), le mercure (pour éviter les risques de dégradation des équipements en aluminium de l'installation de liquéfaction) et une partie des liquides du gaz naturel, appelés également NGLs en anglais (pour « Natural Gas Liquids »). Les NGLs comprennent l'ensemble des hydrocarbures plus lourds que le méthane présents dans le gaz naturel et susceptibles d'être condensés. Les NGLs comprennent notamment de l'éthane, des GPLs (propane et butanes) pour Gaz de Pétrole Liquéfié, appelés également LPGs en anglais (pour « Liquefied Petroleum Gas »), des pentanes et des hydrocarbures plus lourds que les pentanes présents dans le gaz naturel. Parmi ces hydrocarbures, il est en particulier critique d'extraire en amont des installations de liquéfaction le benzène, la plus grande partie des pentanes et les autres hydrocarbures plus lourds pour éviter qu'ils ne gèlent dans l'installation de liquéfaction. Par ailleurs, l'extraction de GPL et d'éthane peut être elle aussi nécessaire pour que le GNL satisfasse la spécification commerciale de pouvoir calorifique ou afin d'assurer une production commerciale de ces produits.

L'extraction de NGLs est soit intégrée à l'installation de liquéfaction du gaz naturel, soit effectuée dans une unité dédiée en amont de l'installation de liquéfaction. Dans le premier cas, cette extraction est généralement réalisée à une pression relativement élevée (de l'ordre de 4 à 5 MPa) alors que dans le second cas, elle est la plupart du temps réalisée à une pression plus basse (de l'ordre de 2 à 4 MPa).

Une extraction de NGLs intégrée à la liquéfaction du gaz naturel comme décrite par exemple dans la publication US 4,430,103 présente l'avantage d'être simple. Néanmoins, ce type de procédé ne fonctionne qu'à une pression inférieure à la pression critique du gaz à liquéfier, ce qui nuit à l'efficacité de la liquéfaction. De plus ce type de procédé effectue typiquement la séparation du gaz naturel et des NGLs à une pression de

l'ordre de 4 à 5 MPa. Or, à ces pressions, la sélectivité de l'extraction de NGLs est faible. En effet, une portion significative de méthane est extraite en même temps que les NGLs. Un traitement en aval est alors généralement nécessaire pour rejeter ce méthane.

5 Par ailleurs, à une pression de l'ordre de 4 à 5 MPa, les densités du liquide et du gaz naturel sont relativement proches, ce qui rend la conception et l'opération de ballons séparateurs et de colonnes à distiller délicate (en particulier dans le cadre d'une application sur un support flottant).

10 Une extraction de NGLs à une pression de l'ordre de 2 à 4 MPa en amont de l'installation de liquéfaction dans une unité dédiée comme décrite par exemple dans la publication US 4,157,904 permet d'atteindre des taux de récupération de NGLs élevés avec une bonne sélectivité (i.e. peu de méthane extrait). Elle permet également de s'assurer que le gaz
15 d'alimentation de la liquéfaction soit à la pression optimale pour la liquéfaction (typiquement au moins équivalente à la pression critique) par l'utilisation d'un re-compresseur dédié. Par contre, une telle extraction de NGLs requiert des équipements nombreux et complexes et nécessite des quantités d'énergie mécanique non négligeables pour la re-compression
20 du gaz naturel.

Aussi, la façon dont les NGLs sont extraits a un impact significatif sur le coût et le degré de complexité de l'usine de liquéfaction, sur les performances de la liquéfaction et sur l'efficacité énergétique de l'usine de liquéfaction dans son ensemble.

25 Différents procédés de liquéfaction du gaz naturel ont été développés afin d'optimiser leur rendement énergétique global. Dans leur principe, ces procédés de liquéfaction reposent typiquement sur une réfrigération mécanique du gaz naturel obtenue grâce à un ou plusieurs cycles thermodynamiques de réfrigération fournissant la puissance
30 thermique nécessaire au refroidissement et à la liquéfaction du gaz naturel. Dans chaque cycle thermodynamique mis en œuvre par ces procédés, le réfrigérant comprimé (sous forme de gaz) est refroidi (et éventuellement condensé) par une source thermique ayant une température supérieure à celle du fluide réfrigéré et appelée « source
35 chaude » (eau, air, autre cycle de réfrigération) puis davantage refroidi par un flux de gaz froid généré par le cycle thermodynamique lui-même

avant d'être détendu. Le flux de réfrigérant froid à basse température résultant de cette détente est utilisé pour refroidir le gaz naturel et pré-refroidir le réfrigérant. Le réfrigérant gazeux à basse pression est à nouveau comprimé à son niveau de pression initial (par l'intermédiaire de compresseurs entraînés par des turbines à gaz, des turbines à vapeur ou des moteurs électriques).

Au cours de ces cycles thermodynamiques de réfrigération, la puissance nécessaire à la réfrigération et la liquéfaction du gaz naturel peut être fournie soit par la vaporisation et l'échauffement d'un réfrigérant liquide, l'essentiel de la chaleur de réfrigération étant produite par la chaleur latente mise en jeu lors du changement d'état, soit par l'échauffement d'un réfrigérant froid sous forme de gaz. Dans le cas d'un gaz réfrigérant, la température du réfrigérant est typiquement abaissée par détente de pression au travers d'une turbine de détente (en anglais « gas expand »). L'effet de refroidissement produit par le réfrigérant se présente majoritairement sous la forme d'une chaleur sensible.

Dans le cas d'un réfrigérant liquide, la température du réfrigérant est généralement abaissée par détente au travers d'une vanne et/ou d'une turbine de détente liquide (en anglais « liquid expand »). L'effet de refroidissement produit par le réfrigérant se présente principalement sous la forme d'une chaleur latente (et, dans une moindre mesure, sous la forme d'une chaleur sensible). Comme la chaleur latente est bien plus élevée que la chaleur sensible, les débits de réfrigérant qui sont nécessaires pour obtenir une même puissance de réfrigération sont plus élevés pour les cycles thermodynamiques recourant à un réfrigérant sous forme de gaz que pour les cycles thermodynamiques recourant à un réfrigérant sous forme de liquide.

Aussi, pour une même capacité de liquéfaction, les cycles thermodynamiques de réfrigération utilisant comme réfrigérant un gaz nécessitent des compresseurs de réfrigération de plus haute capacité et des conduites de diamètre plus élevés que pour les cycles thermodynamiques de réfrigération utilisant comme réfrigérant un liquide. Les cycles thermodynamiques à réfrigérant gazeux sont également généralement moins efficaces que les cycles thermodynamiques à réfrigérant liquide, notamment parce que l'écart de température entre le fluide subissant la réfrigération et le fluide réfrigérant est en moyenne plus

élevé pour un cycle à réfrigérant gazeux ce qui contribue à accroître les pertes d'efficacité par irréversibilité.

D'un autre côté, les cycles thermodynamiques de réfrigération à réfrigérant liquide mettent en œuvre des inventaires massiques de réfrigérant plus élevés que les cycles thermodynamiques à réfrigérant gazeux. Lorsque les fluides réfrigérant utilisés sont inflammables ou toxiques, les cycles thermodynamiques à réfrigérant liquide ont un niveau de sécurité intrinsèque plus faible que les procédés à réfrigérant gazeux, en particulier si l'on compare des cycles thermodynamiques à réfrigérant liquide utilisant des hydrocarbures comme réfrigérant avec des cycles thermodynamiques qui utilisent comme réfrigérant un gaz inerte comme l'azote. Ce point est particulièrement critique dans un environnement où de nombreux équipements sont concentrés dans un espace restreint et notamment sur une installation offshore. Les cycles thermodynamiques de réfrigération utilisant des réfrigérants liquides sont ainsi efficaces mais présentent un certain nombre d'inconvénients, en particulier pour une application offshore sur un support flottant.

Différents procédés de liquéfaction utilisant des cycles thermodynamiques de réfrigération à réfrigérant gazeux ont été proposés. On connaît par exemple des documents US 5,916,260, WO 2005/071333, WO 2009/130466, WO 2012/175889 et WO 2013/057314 des procédés de liquéfaction à double ou triple détente d'azote dans lesquels de l'azote réchauffé en sortie d'un échangeur de chaleur est comprimé. Au refoulement des compresseurs, l'azote est refroidi et détendu par des turbines afin d'être utilisé pour refroidir et liquéfier le gaz naturel.

De tels procédés de liquéfaction à détente d'azote présentent des avantages certains en termes de simplicité, de sécurité intrinsèque et de robustesse qui les rendent particulièrement appropriés à une application sur un support flottant offshore. Néanmoins, ces procédés sont également peu efficaces. Ainsi un procédé utilisant des réfrigérants liquides produit typiquement de l'ordre de 30% de GNL de plus qu'un procédé à double détente d'azote (à puissance mécanique dépensée équivalente).

On connaît par ailleurs des documents WO 2007/021351 et US 6,412,302 des procédés de liquéfaction du gaz naturel combinant des détentes de gaz naturel et d'azote. Ces procédés permettent d'améliorer

l'efficacité de la liquéfaction mais n'intègrent pas l'extraction des NGLs à la liquéfaction. Or cette extraction peut requérir des équipements nombreux et complexes et/ou avoir un impact négatif sur l'efficacité de la liquéfaction.

5 On connaît enfin des documents US 7,225,636 et WO
2009/017414 des procédés de liquéfaction de gaz naturel combinant des
cycles de réfrigération pour la liquéfaction du gaz naturel par turbine de
détente gaz et une extraction de NGLs. Cependant, ces procédés
10 présentent un certain nombre de désavantages. En particulier, dans ces
deux documents, l'extraction des NGLs se fait à une pression relativement
élevée ce qui induit une sélectivité de séparation faible, tandis que la
liquéfaction du gaz naturel se fait à basse pression (sous la pression
critique), ce qui nuit à son efficacité.

15 Objet et résumé de l'invention

La présente invention a donc pour but principal de pallier de tels
inconvenients en proposant un procédé de liquéfaction utilisant des cycles
thermodynamiques à réfrigérant gazeux et ayant une efficacité plus élevée
20 que les procédés de liquéfaction de l'art antérieur tout en proposant une
méthode simple et compacte d'extraction d'éventuels NGLs, qui soit
intégrée au procédé de liquéfaction et qui offre une meilleure optimisation
énergétique globale que les procédés de l'art antérieur.

Conformément à l'invention, ce but est atteint grâce à un
25 procédé de liquéfaction d'un gaz naturel comprenant un mélange
d'hydrocarbures dont majoritairement du méthane, le procédé
comprenant :

a) un premier cycle semi-ouvert au gaz naturel dans lequel,
successivement :

30 un flux d'alimentation de gaz naturel à une pression P0
préalablement traité pour en extraire les gaz acides, l'eau et le mercure
est mélangé à un flux de gaz naturel, détendu à une pression P1 et sa
température abaissée à une température T1 au moyen d'une turbine de
détente à température ambiante de sorte à obtenir une condensation
35 d'éventuels liquides du gaz naturel contenus dans le gaz naturel,

- les éventuels liquides du gaz naturel qui ont été condensés sont séparés dans un séparateur principal du flux d'alimentation de gaz naturel, ce dernier traversant alors un échangeur de chaleur cryogénique principal pour former un premier flux de gaz naturel contribuant par
- 5 échange thermique, d'une part au pré-refroidissement d'un flux principal de gaz naturel circulant à contre-courant au travers de l'échangeur de chaleur cryogénique principal, et d'autre part, au refroidissement d'un flux initial de gaz réfrigérant circulant à contre-courant dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal,
- 10 en sortie de l'échangeur de chaleur cryogénique principal, le premier flux de gaz naturel qui est à une température T_2 supérieure à T_1 et voisine de la température d'une source chaude est comprimé à une pression P_2 au moyen d'un compresseur entraîné par la turbine de détente à température ambiante avant d'être admis à l'aspiration d'un
- 15 compresseur de gaz naturel pour y être davantage comprimé à une pression P_3 supérieure à P_2 et former un deuxième flux de gaz naturel, le deuxième flux de gaz naturel au refoulement du compresseur de gaz naturel est pour partie détendu et mélangé au flux d'alimentation de gaz naturel en amont de la turbine de détente à
- 20 température ambiante, et pour partie forme le flux principal de gaz naturel, une fraction de ce flux principal de gaz naturel traverse l'échangeur de chaleur cryogénique principal afin d'y être refroidi jusqu'à une température T_3 suffisamment basse pour permettre la liquéfaction du
- 25 gaz naturel ;
- b) un second cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel dans lequel, successivement :
- une autre fraction du flux principal de gaz naturel est extraite de l'échangeur de chaleur cryogénique principal à une température T_4
- 30 supérieure à T_3 pour être dirigée vers une turbine de détente intermédiaire afin que sa température soit abaissée par détente jusqu'à une température T_5 inférieure à T_4 et former un troisième flux de gaz naturel,
- le troisième flux de gaz naturel est réintroduit dans
- 35 l'échangeur de chaleur cryogénique principal pour refroidir par échange thermique le flux de gaz naturel principal et le flux initial de gaz

réfrigérant circulant à contre-courant dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal,

5 en sortie de l'échangeur de chaleur cryogénique principal, le troisième flux de gaz naturel qui est à une température T6 voisine de la température de la source chaude est dirigé vers un compresseur entraîné par la turbine de détente intermédiaire pour y être comprimé puis il est refroidi avant d'être mélangé au premier flux de gaz naturel en amont du compresseur de gaz naturel;

10 c) un cycle réfrigérant fermé au gaz réfrigérant dans lequel, successivement :

un flux initial de gaz réfrigérant avec une température T7 voisine de la température de la source chaude et préalablement comprimé par un compresseur de gaz réfrigérant est circulé dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal pour y être pré-refroidi,

15 à la sortie de l'échangeur de chaleur cryogénique principal, le flux initial de gaz réfrigérant qui est à une température T8 inférieure à T7 est dirigé vers une turbine de détente à basse température afin que sa température soit abaissée par détente jusqu'à une température T9 inférieure à T8, le premier flux de gaz réfrigérant ainsi formé étant réintroduit dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal pour contribuer au refroidissement du flux principal de gaz naturel et du flux initial de gaz réfrigérant ;

20 à la sortie de l'échangeur de chaleur cryogénique principal, le premier flux de gaz réfrigérant qui est à une température T10 voisine de la température de la source chaude est dirigé vers un compresseur entraîné par la turbine de détente à basse température pour y être comprimé avant d'être refroidi puis dirigé vers l'aspiration du compresseur de gaz réfrigérant.

30 Le procédé de liquéfaction selon l'invention comprend deux cycles réfrigérant semi-ouverts au gaz naturel et un unique cycle réfrigérant fermé au gaz réfrigérant. Le premier cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel a pour fonction d'extraire les liquides du gaz naturel (NGLs) lourds éventuellement présents dans le gaz naturel pour éviter les problèmes de gel dans la section froide de l'installation de liquéfaction, et de pré-refroidir le gaz naturel et le gaz réfrigérant. Le second cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel a pour fonction de contribuer au

pré-refroidissement du gaz naturel et du gaz réfrigérant ainsi qu'à la liquéfaction du gaz naturel. Le cycle réfrigérant fermé au gaz réfrigérant a pour fonction d'assurer le sous-refroidissement du gaz naturel liquéfié et de fournir une puissance de réfrigération complémentaire aux deux autres cycles. Le gaz réfrigérant utilisé est typiquement de l'azote.

Il a été calculé que le procédé selon l'invention présente un rapport de puissance mécanique consommée par tonne de GNL produit pour des conditions équivalentes de l'ordre de 15% plus faible qu'un procédé à deux cycles réfrigérant à l'azote, 10% plus faible qu'un procédé à trois cycles réfrigérant à l'azote, et 8% plus faible qu'un procédé à un cycle réfrigérant au gaz naturel et deux cycles réfrigérant à l'azote lorsque ces procédés sont associés à une unité d'extraction de NGL en amont de la liquéfaction nécessitant une re-compression du gaz (cette puissance de re-compression étant prise en compte dans la comparaison). La puissance consommée par tonne de GNL produit par le procédé selon l'invention est ainsi plus basse que pour les procédés connus de l'art antérieur, ce qui montre une efficacité plus élevée pour ce procédé.

Le procédé selon l'invention intègre à la liquéfaction l'extraction des liquides du gaz naturel (NGLs) lourds, ce qui améliore l'efficacité énergétique globale de l'usine de liquéfaction de gaz naturel et permet de se dispenser de recourir à des installations dédiées à cette extraction. Le procédé de prétraitement du gaz naturel s'en trouve simplifié. De plus, l'extraction étant réalisée à basse pression, peu d'hydrocarbures légers (en particulier le méthane) sont entraînés au cours de ce processus d'extraction, ce qui permet de traiter les NGLs lourds en utilisant un procédé simple de mise en œuvre.

L'unique cycle au gaz réfrigérant du procédé selon l'invention est fermé. Aussi, le seul appoint en gaz réfrigérant qui soit nécessaire peut être facilement produit (en l'occurrence lorsque le gaz réfrigérant comprend majoritairement de l'azote). En particulier, aucune unité dédiée n'est requise pour l'importation, la production, le traitement ou le stockage d'hydrocarbures liquides utilisés comme réfrigérant. L'implantation du procédé selon l'invention s'en trouve ainsi grandement facilitée.

Le procédé selon l'invention présente un niveau élevé de sécurité intrinsèque. En effet, les inventaires massiques d'hydrocarbures sont limités (en particulier par rapport à un procédé utilisant des

hydrocarbures sous forme liquide comme réfrigérant). L'implantation du procédé selon l'invention s'en trouve facilitée.

Enfin, le procédé est particulièrement approprié à une installation de liquéfaction du gaz naturel en mer, telle que par exemple à bord d'un FLNG, en raison de son haut niveau de sécurité intrinsèque et du fait qu'il ne requiert pas de stockage de réfrigérants.

Selon une variante dite de « recompression en série », au cours du second cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel, le flux de gaz naturel en sortie du compresseur entraîné par la turbine de détente intermédiaire est refroidi puis mélangé au premier flux de gaz naturel avant d'être dirigé vers l'entrée du compresseur entraîné par la turbine de détente à température ambiante. Cette variante permet de réaliser une compression étagée du gaz naturel de sorte à rendre cette dernière plus efficace.

Selon une variante dite à « pré-refroidissement complémentaire par cycle réfrigérant auxiliaire », au cours du premier cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel, le flux d'alimentation de gaz naturel à l'admission de la turbine de détente à température ambiante est davantage refroidi dans un échangeur de chaleur auxiliaire. Dans cette variante, un cycle de réfrigération auxiliaire fournit la puissance de réfrigération nécessaire au fonctionnement de l'échangeur de chaleur auxiliaire. Il résulte de cet arrangement que la température dans le séparateur principal est abaissée, ce qui permet d'obtenir une meilleure récupération des NGLs.

Selon une variante dite à « absorption de NGL par reflux sous-refroidi », au cours du second cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel, le troisième flux de gaz naturel à l'échappement de la turbine de détente intermédiaire est dirigé vers un séparateur auxiliaire à la sortie duquel le flux de gaz naturel est réintroduit dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal, le flux de liquides du gaz naturel à la sortie du séparateur auxiliaire étant pompé en totalité ou en partie vers le séparateur principal pour contribuer à l'absorption de liquides du gaz naturel. Le contact entre le gaz naturel à traiter et le reflux sous-refroidi peut par exemple être réalisé à contre-courant. A cet effet, le séparateur principal peut être équipé d'un lit de garnissage. Avec cette variante, il est possible de traiter facilement des gaz légers avec une haute teneur en

composés aromatiques (par exemple le benzène) ou d'extraire des GPLs avec un taux de récupération élevé (par exemple pour assurer une production industrielle de GPLs).

5 Selon une variante dite à « absorption de NGL par reflux de GNL », au cours du premier cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel, une partie de la fraction de flux principal de gaz naturel qui traverse l'échangeur de chaleur cryogénique principal afin d'y être refroidi est extraite dudit échangeur de chaleur cryogénique principal à une température T11 supérieure à la température T3 pour être dirigée vers le
10 séparateur principal de façon à contribuer à l'absorption de liquides du gaz naturel. Le contact entre le gaz naturel à traiter et le reflux de GNL peut par exemple être réalisé à contre-courant. A cet effet, le séparateur principal peut être équipé d'un lit de garnissage. Avec cette variante, il est possible de traiter des gaz légers avec une teneur en composés
15 aromatiques (par exemple benzène) ou d'extraire notamment des GPLs avec un taux de récupération élevé et de l'éthane.

Au cours du premier cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel, le flux d'alimentation de gaz naturel est avantageusement mélangé avec du gaz naturel plus léger provenant du refoulement du
20 compresseur de gaz naturel avant d'être détendu dans la turbine à température ambiante sans pré-refroidissement dans l'échangeur cryogénique principal, ce qui permet de produire de manière efficace un flux froid assurant le pré-refroidissement du gaz naturel et du gaz réfrigérant et d'extraire d'éventuels NGLs avec une excellente sélectivité.

25 Au cours du premier cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel, le flux d'alimentation de gaz naturel à l'échappement de la turbine de détente à température ambiante est introduit dans le séparateur principal à la sortie duquel un flux de liquides de gaz lourds est récupéré. Dans ce cas, une fraction du flux de liquides du gaz naturel récupéré est
30 réchauffée et partiellement vaporisée en vue de faciliter son traitement en aval.

Selon une disposition avantageuse, la pression du flux de gaz naturel principal est supérieure à la pression critique du gaz naturel, ce qui permet de maximiser l'efficacité de la liquéfaction et assure que la
35 liquéfaction se fasse sans changement de phase.

L'invention a également pour objet une installation de liquéfaction de gaz naturel pour la mise en œuvre du procédé tel que défini précédemment, l'installation comprenant une turbine de détente à température ambiante destinée à recevoir un flux d'alimentation de gaz naturel ainsi qu'une partie d'un deuxième flux de gaz naturel provenant du refoulement d'un compresseur de gaz naturel et ayant un échappement relié à une entrée d'un séparateur principal, un échangeur de chaleur cryogénique principal destiné à recevoir les flux de gaz naturels et de gaz réfrigérant, un compresseur entraîné par la turbine de détente à température ambiante destiné à recevoir un premier flux de gaz naturel issu du séparateur principal et ayant une sortie reliée à l'aspiration du compresseur de gaz naturel, une turbine de détente à température intermédiaire destinée à recevoir une partie d'un flux principal de gaz naturel provenant du refoulement du compresseur de gaz naturel et reliée en entrée et en sortie à l'échangeur de chaleur cryogénique principal, un compresseur entraîné par la turbine de détente à température intermédiaire destiné à recevoir un troisième flux de gaz naturel issu de l'échangeur de chaleur cryogénique principal, une turbine de détente à basse température pour du gaz réfrigérant reliée en entrée et en sortie à l'échangeur de chaleur cryogénique principal, et un compresseur entraîné par la turbine de détente à basse température et ayant une sortie reliée à l'aspiration d'un compresseur de gaz réfrigérant.

De préférence, le compresseur de gaz naturel et le compresseur de gaz réfrigérant sont entraînés par une même machine d'entraînement fournissant la puissance nécessaire à l'augmentation de pression du gaz naturel à liquéfier ainsi qu'à la compression des fluides circulants dans les trois cycles réfrigérants. La consommation de puissance mécanique nécessaire pour ces fonctions est ainsi optimisée de manière à maximiser la production de GNL tout en minimisant le nombre d'équipements.

De préférence également, le compresseur de gaz naturel est en aval des compresseurs entraînés par la turbine de détente à température ambiante et la turbine de détente à température intermédiaire, et le compresseur de gaz réfrigérant est en aval du compresseur entraîné par la turbine de détente à basse température.

Brève description des dessins

D'autres caractéristiques et avantages de la présente invention ressortiront de la description faite ci-dessous, en référence aux dessins annexés qui en illustrent des exemples de réalisation dépourvus de tout caractère limitatif. Sur les figures :

- la figure 1 représente de façon schématique un exemple de mise en œuvre du procédé de liquéfaction selon l'invention ;
- la figure 2 représente une variante de mise en œuvre du procédé de liquéfaction selon l'invention dite de « recompression en série » ;
- la figure 3 représente une autre variante de mise en œuvre du procédé de liquéfaction selon l'invention dite à « pré-refroidissement complémentaire par cycle réfrigérant auxiliaire » ;
- la figure 4 représente une autre variante de mise en œuvre du procédé de liquéfaction selon l'invention dite à « absorption de NGL par reflux sous-refroidi » ; et
- la figure 5 représente une autre variante de mise en œuvre du procédé de liquéfaction selon l'invention dite à « absorption de NGL par reflux de GNL ».

Description détaillée de l'invention

Le procédé de liquéfaction selon l'invention s'applique notamment (mais pas exclusivement) au gaz naturel provenant de champs de gaz. Typiquement, ce gaz naturel comprend majoritairement du méthane et se trouve en combinaison avec d'autres gaz, principalement des hydrocarbures en C2, C3, C4, C5, C6, des gaz acides, de l'eau, et des gaz inertes dont l'azote, ainsi que diverses impuretés dont le mercure.

La figure 1 représente un exemple d'installation 2 pour la mise en œuvre du procédé de liquéfaction de gaz naturel selon l'invention.

En substance, le procédé de liquéfaction selon l'invention recourt à trois cycles thermodynamiques de réfrigération, à savoir deux cycles réfrigérant semi-ouverts au gaz naturel et un unique cycle réfrigérant fermé au gaz réfrigérant.

Par ailleurs, le procédé selon l'invention utilise comme gaz réfrigérant de préférence un gaz comprenant majoritairement de l'azote, ce qui rend le procédé particulièrement adapté à une mise en œuvre offshore, typiquement sur une installation flottante de liquéfaction de gaz naturel (appelée en anglais FLNG pour « Floating Liquefaction of Natural Gas »).

Comme représenté sur la figure 1, cette installation de liquéfaction 2 ne nécessite qu'un seul échangeur de chaleur cryogénique principal 4, ce dernier pouvant être constitué d'un assemblage d'échangeurs de chaleur en aluminium brasés qui est installé dans une boîte froide (appelée « cold box » en anglais).

L'installation de liquéfaction 2 selon l'invention nécessite également trois turbodétendeurs (appelés « turbo-expander » en anglais), à savoir un turbodétendeur à température ambiante 6 dédié au gaz naturel, un turbodétendeur à température intermédiaire 8 dédié au gaz naturel, et un turbodétendeur à basse température 10 dédié au gaz réfrigérant.

De manière connue, un turbodétendeur est une machine tournante qui est composée d'une turbine de détente de gaz (ici respectivement une turbine de détente à température ambiante 6a, une turbine de détente à température intermédiaire 8a et une turbine de détente à basse température 10a et d'un compresseur de gaz (ici respectivement un compresseur 6b, un compresseur 8b et un compresseur 10b) entraîné par la turbine de détente de gaz.

L'installation de liquéfaction 2 selon l'invention comprend encore un compresseur de gaz naturel 12 et un compresseur de gaz réfrigérant 14, ces deux compresseurs 12, 14 étant de préférence entraînés par une même machine d'entraînement ME, par exemple une turbine à gaz fournissant la puissance nécessaire à l'augmentation de pression du gaz naturel à liquéfier ainsi qu'à la compression des fluides circulants dans les trois cycles réfrigérants.

Comme il sera détaillé ultérieurement, le compresseur de gaz naturel remplit une triple fonction : pressuriser et assurer la circulation du gaz naturel de manière à fournir suffisamment de puissance de réfrigération pour contribuer au refroidissement et à la liquéfaction du gaz naturel et du gaz réfrigérant, re-comprimer le gaz naturel qui a été

détendu pour l'extraction des NGLs lourds, et assurer que le gaz naturel à liquéfier soit à la pression optimale pour maximiser l'efficacité de la liquéfaction.

5 Quant au compresseur de gaz réfrigérant, il a pour fonction de pressuriser et d'assurer la circulation du gaz réfrigérant de manière à permettre d'obtenir la puissance de réfrigération nécessaire pour contribuer au refroidissement du gaz réfrigérant, contribuer au pré-refroidissement et la liquéfaction du gaz naturel et assurer le sous-refroidissement du gaz naturel.

10 L'installation de liquéfaction 2 comprend encore un séparateur principal 16 destiné à la séparation des NGLs éventuellement contenus dans le gaz naturel, et un ballon 18 destiné à permettre une séparation entre les gaz de flash final et le gaz naturel liquéfié (GNL).

15 On décrira maintenant les différentes étapes du procédé de liquéfaction de gaz naturel selon l'invention.

Préalablement au premier cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel, le gaz naturel subit un prétraitement destiné à le rendre propre à la liquéfaction. Ce prétraitement comprend notamment un traitement pour extraire du gaz naturel les gaz acides (dont le dioxyde de carbone), ces
20 gaz acides pouvant notamment geler dans l'installation de liquéfaction. Le prétraitement comprend également un traitement de déshydratation pour extraire du gaz naturel l'eau et un traitement de démercurisation, le mercure risquant de dégrader les équipements en aluminium de l'installation de liquéfaction (dont l'échangeur de chaleur cryogénique
25 principal 4).

Le flux d'alimentation de gaz naturel F-0 sort de cette phase préalable de prétraitement typiquement à une pression P0 comprise entre 5 et 10 MPa et une température T0 voisine (à savoir ici légèrement supérieure) de la température de la source chaude. Par « source
30 chaude », on entend ici la source thermique qui est utilisée pour refroidir les flux non cryogéniques du procédé de liquéfaction. Cette source chaude peut typiquement être l'air ambiant, l'eau de mer, de l'eau douce refroidie par l'eau de mer, un fluide refroidi par un cycle réfrigérant auxiliaire ou une combinaison de plusieurs de ces sources.

Ce flux F-0 est mélangé au flux de gaz naturel F-2-1 provenant de l'installation de liquéfaction (et décrit ultérieurement) et alimente le premier cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel.

5 Comme indiqué précédemment, ce premier cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel a pour fonction d'extraire les NGLs lourds éventuellement présents dans le gaz naturel, et de pré-refroidir le gaz naturel et le gaz réfrigérant.

10 A cet effet, le flux d'alimentation de gaz naturel F-0 (combiné au au flux de gaz naturel F-2-1 décrit ultérieurement) traverse la turbine de détente à température ambiante 6a à l'échappement (i.e. sortie) de laquelle sa pression P1 est abaissée à une pression comprise entre 1 et 3 MPa et sa température T1 est abaissée à une température comprise entre -40°C et -60°C. Cette phase de détente du flux d'alimentation de gaz naturel conduit à une condensation d'éventuels NGLs (pour « Natural Gas
15 Liquids » en anglais) lourds contenus dans le gaz naturel.

Par NGLs lourds, on entend ici l'essentiel des hydrocarbures en C5 (pentanes), C6 (hexanes, benzène) et plus qui sont contenus dans le gaz naturel, ainsi qu'une portion plus restreinte et variable d'éthane, de propane et de butanes et une portion très limitée de méthane.

20 Avec la condensation des NGLs lourds, le flux de gaz naturel à l'échappement de la turbine de détente à température ambiante 6a est dirigé vers l'entrée du séparateur principal 16. A la sortie du séparateur principal 16, le flux de liquides du gaz naturel F-HL est réchauffé, par exemple en circulant dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal 4
25 (comme représenté sur la figure) ou en passant par un rebouilleur de NGLs dédié, puis il est dirigé vers une unité de traitement des NGLs 20. Après avoir été réchauffé, le flux de liquides du gaz naturel F-HL est diphasique et peut soit être envoyé directement à l'unité de traitement des NGLs 20 (comme représenté sur la figure) soit être soumis à une
30 séparation gaz-liquide, les gaz évaporés étant renvoyés dans le séparateur principal 16.

L'unité de traitement des NGLs 20 est une unité qui permet de traiter les NGLs lourds, et notamment de séparer les butanes et hydrocarbures plus légers des pentanes et hydrocarbures plus lourds pour
35 former en sortie un flux de liquides du gaz naturel légers F-G (aussi appelé flux de NGLs légers F-G) et un flux d'essences de gaz naturel. En sortie de

l'unité de traitement des NGLs, ce flux de NGLs légers F-G qui comprend majoritairement de l'éthane, du propane et des butanes est destiné à être réinjecté dans le gaz à liquéfier si cela est compatible avec la spécification de GNL visée (ou valorisé hors de l'installation de liquéfaction si ce n'est pas le cas).

5 Par ailleurs, une fraction F-HL-1 du flux de liquides du gaz naturel lourds F-HL peut être dirigée vers un refroidisseur de NGLs 19 pour fournir la puissance thermique nécessaire à l'opération de cet échangeur. En particulier, le flux de liquides du gaz naturel légers F-G
10 provenant de l'unité de traitement des NGLs 20 est refroidie dans le refroidisseur de NGLs 19. Une fraction F-G-1 du flux de NGLs légers F-G refroidi est réinjectée dans le séparateur principal 16.

En contrôlant le débit de réinjection de ce flux F-G-1 dans le séparateur principal, il est ainsi possible d'améliorer l'extraction de NGLs
15 lourds et en particulier de réduire la quantité résiduelle de benzène et d'hydrocarbures lourds dans le gaz de sortie du séparateur principal.

La fraction du flux de NGLs légers F-G refroidi qui n'est pas réinjectée dans le séparateur principal 16 est réinjectée dans le flux principal de gaz naturel F-P, en aval du soutirage alimentant la turbine à
20 température intermédiaire 8a (mentionnée ultérieurement).

On notera que la réinjection de la fraction F-G-1 du flux de NGLs légers F-G refroidie dans le séparateur principal 16 n'est pas nécessaire si les quantités de benzène et d'hydrocarbures en C5 et plus dans le flux d'alimentation de gaz naturel sont faibles. On notera également que le
25 refroidissement du flux de NGLs légers F-G peut être réalisé directement dans l'échangeur cryogénique principal 4 si un échangeur dédié à cet effet n'est pas prévu.

On notera enfin que l'injection du flux de NGLs légers F-G peut être réalisée soit à co-courant soit à contre-courant. Dans le cas où le flux
30 de NGLs légers F-G est réinjecté à contre-courant dans le séparateur principal 16, celui-ci pourra éventuellement être équipé d'un lit de garnissage pour améliorer l'efficacité de l'extraction des NGLs.

En sortie du séparateur principal 16, le flux de gaz naturel débarrassé des hydrocarbures lourds (résidu gaz) est à une température
35 acceptable pour assurer un pré-refroidissement du gaz à liquéfier et du

gaz réfrigérant. A cet effet, ce résidu gaz forme un premier flux de gaz naturel F-1 qui traverse l'échangeur de chaleur cryogénique principal.

Lorsqu'il traverse l'échangeur de chaleur cryogénique principal, le premier flux de gaz naturel F-1 refroidit par échange thermique, d'une
5 part un flux principal de gaz naturel F-P circulant à contre-courant dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal, et d'autre part le flux initial de gaz réfrigérant G-0 (mentionné ultérieurement) circulant à contre-courant dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal.

En sortie de l'échangeur de chaleur cryogénique principal, le
10 premier flux de gaz naturel F-1 est à une température T2 supérieure à T1 et voisine de la température de la source chaude. Il est envoyé vers le compresseur 6b entraîné par la turbine de détente à température ambiante 6a pour y être comprimé à une pression P2, typiquement comprise entre 2 et 4 MPa .

Au refoulement (i.e. en sortie) du compresseur 6b, le flux de
15 gaz naturel traverse un refroidisseur de gaz naturel 21 puis est admis à l'aspiration (i.e. en entrée) du compresseur de gaz naturel 12 pour y être davantage comprimé à une pression P3 supérieure à P2 et P0 (et de préférence supérieure à la pression critique du gaz naturel) et former à la
20 sortie un deuxième flux de gaz naturel F-2. Typiquement, la pression P3 pourra être comprise entre 6 et 10 MPa.

Dans ce compresseur de gaz naturel 12, le flux de gaz naturel
pourra être comprimé en deux phases successives de compression entre
lesquelles le flux de gaz naturel pourra être refroidi par un refroidisseur de
25 gaz naturel 22.

Le deuxième flux de gaz naturel F-2 passe au travers d'un autre
refroidisseur de gaz naturel 24 puis est séparé en deux fractions de flux :
une fraction de flux F-2-1 est détendue et mélangée au flux d'alimentation
de gaz naturel F-0 en amont de la turbine de détente à température
30 ambiante 6a (comme décrit précédemment), et la fraction restante de ce flux forme le flux principal de gaz naturel F-P qui traverse l'échangeur de chaleur cryogénique principal 4.

On notera que la détente du flux F-2-1 peut se faire soit au
moyen d'une simple vanne de contrôle 23 (comme représenté sur la
35 figure), soit au moyen d'une turbine de détente.

Une fraction de ce flux principal de gaz naturel F-P traverse l'échangeur de chaleur cryogénique principal afin d'y être refroidi jusqu'à une température T3 (typiquement comprise entre -140°C et -160°C) suffisamment basse pour assurer la liquéfaction du gaz naturel.

5 Une autre fraction du flux principal de gaz naturel F-P est soumise à un second cycle semi-ouvert au gaz naturel. L'objectif de ce second cycle est de contribuer au refroidissement du gaz réfrigérant et de contribuer au pré-refroidissement du gaz naturel et à sa liquéfaction.

10 La fraction du flux principal de gaz naturel F-P soumise à ce second cycle semi-ouvert est extraite de l'échangeur de chaleur cryogénique principal à une température T4 (typiquement comprise entre -10°C et -40°C) supérieure à la température T3 pour être dirigé vers la turbine de détente à température intermédiaire 8a afin d'abaisser sa température par détente jusqu'à une température T5 (typiquement
15 comprise entre -80°C et -110°C) inférieure à la température T4 et former un troisième flux de gaz naturel F-3.

Le troisième flux de gaz naturel F-3 qui peut éventuellement contenir une fraction variable de liquide condensé est ensuite réintroduit dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal pour refroidir par
20 échange thermique le flux initial de gaz réfrigérant G-0 et le flux de gaz naturel principal F-P traversant l'échangeur de chaleur cryogénique principal à contre-courant.

A la sortie de l'échangeur de chaleur cryogénique principal, le troisième flux de gaz naturel F-3 en phase gaz et à une température T6
25 voisine de la température de la source chaude est dirigé vers un compresseur 8b entraîné par la turbine de détente à température intermédiaire 8a pour y être comprimé. Il est alors refroidi par un refroidisseur de gaz naturel 26 avant d'être mélangé au premier flux de gaz naturel F-1 en amont du compresseur de gaz naturel 12.

30 Lors de son passage dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal, le flux principal de gaz naturel F-P est refroidi par échange thermique avec le premier flux de gaz naturel F-1, le troisième flux de gaz naturel F3, et par un premier flux de gaz réfrigérant G-1 (décrit ultérieurement) circulant tous les trois à contre-courant dans l'échangeur
35 de chaleur cryogénique principal 4.

A la sortie de l'échangeur de chaleur cryogénique principal, le flux principal de gaz naturel F-P a ainsi été refroidi à une température permettant sa liquéfaction. Celui-ci subit une détente de Joule-Thomson en traversant une vanne 28 jusqu'à atteindre une pression voisine de la
5 pression atmosphérique. Alternativement, cette détente pourrait être réalisée au moyen d'une turbine de détente liquide pour améliorer son efficacité.

La détente du gaz naturel liquéfié a pour effet de générer des gaz de flash qui sont séparés du gaz naturel liquéfié dans le ballon 18
10 dédié à cet effet. En sortie du ballon, le flux de gaz naturel liquéfié GNL débarrassé des gaz de flash est envoyé vers les cuves de stockage de GNL.

Quant aux gaz de flash F-F, ils sont envoyés dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal pour être réchauffés à une température
15 T11 typiquement comprise entre -50°C et -110°C , puis vers une unité de traitement du gaz de flash, ce qui permet de réduire les besoins en puissance de réfrigération dans la section froide de l'échangeur de chaleur cryogénique principal.

On décrira maintenant l'unique cycle réfrigérant fermé au gaz
20 réfrigérant (ici majoritairement de l'azote) qui a pour but de fournir la puissance thermique complémentaire aux deux autres cycles réfrigérant et d'assurer le sous-refroidissement du gaz naturel liquéfié.

Le compresseur de gaz réfrigérant 14 délivre un flux initial de gaz réfrigérant G-0 qui, après refroidissement dans un refroidisseur de gaz
25 réfrigérant 32, se trouve à une température T7 voisine de la température de la source chaude.

Ce flux initial de gaz réfrigérant G-0 est majoritairement circulé dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal 4 pour y être pré-refroidi en réchauffant le premier flux de gaz naturel F-1, un troisième flux
30 de gaz naturel F-3 ainsi que le premier flux de gaz réfrigérant G-1 mentionné ultérieurement circulant à contre-courant dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal.

A la sortie de l'échangeur de chaleur cryogénique principal, le flux initial de gaz réfrigérant G-0 se trouve à une température T8 (par
35 exemple comprise entre -80°C et -110°C) qui est inférieure à la température T7. Ce flux est dirigé vers la turbine de détente à basse

température 10a pour y être davantage refroidi jusqu'à une température T9 (par exemple comprise entre -140°C et -160°C) inférieure à la température T8 avant d'être réintroduite dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal pour former un premier flux de gaz réfrigérant G-1.

5 Comme décrit précédemment, la circulation de ce premier flux de gaz réfrigérant G-1 dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal permet d'assurer par échange thermique un refroidissement du flux principal de gaz naturel F-P et du flux initial de gaz réfrigérant G-0 circulant à contre-courant dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal.

10 A la sortie de l'échangeur de chaleur cryogénique principal 4, le premier flux de gaz réfrigérant G-1 est à une température T10 supérieure à T9 et voisine de la température de la source chaude. Ce flux est dirigé vers le compresseur 10b entraîné par la turbine de détente à basse température 10a pour y être comprimé avant d'être refroidi par un refroidisseur de gaz réfrigérant 34 puis réinjecté en aspiration du compresseur de gaz réfrigérant 14.

15 On notera que dans le compresseur de gaz réfrigérant 14, le premier flux de gaz réfrigérant G-1 pourra être comprimé en deux phases successives de compression entre lesquelles le flux de gaz réfrigérant pourra être refroidi par un autre refroidisseur de gaz réfrigérant 30.

20 En liaison avec les figures 2 à 5, on décrira maintenant différentes variantes du procédé de liquéfaction selon l'invention, étant noté que chacune de ces variantes peut être mise en œuvre séparément ou combinée avec les autres en fonction du cas d'application.

25 La figure 2 illustre une variante du procédé de liquéfaction selon l'invention dite de « recompression en série ».

30 Cette variante se distingue du mode de réalisation de la figure 1 en ce que le courant au refoulement du compresseur 8b entraîné par la turbine de détente à température intermédiaire 8a est dirigé vers l'aspiration du compresseur 6b entraîné par la turbine de détente à température ambiante 6a (au lieu d'être directement admis à l'aspiration du compresseur de gaz naturel 12 comme décrit dans le mode de réalisation de la figure 1). Au refoulement du compresseur 6b, ce courant de gaz naturel traverse le refroidisseur de gaz naturel 21 puis est admis à

35 l'aspiration du compresseur de gaz naturel.

Cette variante permet ainsi de réaliser une compression étagée du gaz naturel qui est plus efficace que celle décrite en liaison avec la figure 1.

5 La figure 3 illustre une autre variante du procédé de liquéfaction selon l'invention dite à « pré-refroidissement complémentaire par cycle réfrigérant auxiliaire ».

10 Cette variante se distingue du mode de réalisation de la figure 1 en ce que, au cours du premier cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel, le flux d'alimentation de gaz naturel à l'admission de la turbine de détente à température ambiante 6a est davantage refroidi dans un échangeur de chaleur auxiliaire 36.

15 Comme représenté sur la figure 3, un cycle de réfrigération auxiliaire 38 fournit la puissance de réfrigération nécessaire au fonctionnement de l'échangeur de chaleur auxiliaire 36. Ce cycle peut être par exemple un cycle aux Hydro-Fluoro-Carbone (HFC) ou au dioxyde de carbone.

Dans cette variante, la température dans le séparateur principal 16 est abaissée, ce qui permet d'obtenir une meilleure récupération des NGLs.

20 La figure 4 illustre une autre variante du procédé de liquéfaction selon l'invention dite à « absorption de NGL par reflux sous-refroidi ».

25 Dans cette variante, au cours du second cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel, le troisième flux de gaz naturel F-3 à l'échappement de la turbine de détente intermédiaire 8a est dirigé vers un séparateur auxiliaire 40 à la sortie duquel le flux de gaz naturel est réintroduit dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal 4, le flux de liquides du gaz naturel à la sortie du séparateur auxiliaire 40 étant pompé en totalité ou en partie vers le séparateur principal 16 pour contribuer à l'absorption de liquides du gaz naturel.

30 Le contact entre le gaz naturel à traiter et le reflux sous-refroidi peut par exemple être réalisé à contre-courant. A cet effet, le séparateur principal peut par exemple être équipé d'un lit de garnissage. Avec cette variante, il est possible de traiter des gaz légers avec une haute teneur en composés aromatiques (par exemple le benzène) ou extraire les LPGs
35 avec un taux de récupération élevé (par exemple pour assurer une production industrielle de GPLs).

La figure 5 illustre une autre variante du procédé de liquéfaction selon l'invention dite à « absorption de NGL par reflux de GNL ».

5 Dans cette variante, au cours du premier cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel, une partie F-I de la fraction de flux principal de gaz naturel F-P qui traverse l'échangeur de chaleur cryogénique principal 4 afin d'y être refroidi est extraite dudit échangeur de chaleur cryogénique principal à une température T11 pour être dirigée vers le séparateur principal 16 de façon à contribuer à l'absorption de liquides du gaz naturel.

10 La température T11 d'extraction du flux F-I est supérieure à la température T3. Elle est par exemple comprise entre -70°C et -110°C.

Le contact entre le gaz naturel à traiter et le reflux de GNL peut par exemple être réalisé à contre-courant. A cet effet, le séparateur principal peut par exemple être équipé d'un lit de garnissage. Avec cette variante, il est possible de traiter des gaz légers avec une haute teneur en
15 composés aromatiques en composés aromatiques (par exemple le benzène) ou d'extraire notamment des GPLs avec un taux de récupération élevé et de l'éthane.

REVENDICATIONS

1. Procédé de liquéfaction d'un gaz naturel comprenant un mélange d'hydrocarbures dont majoritairement du méthane, le procédé
5 comprenant :

a) un premier cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel dans lequel, successivement :

10 un flux d'alimentation de gaz naturel (F-0) à une pression P0 préalablement traité pour en extraire les gaz acides, l'eau et le mercure est mélangé à un flux de gaz naturel, détendu à une pression P1 et sa température abaissée à une température T1 au moyen d'une turbine de détente à température ambiante (6a) de sorte à obtenir une condensation d'éventuels liquides du gaz naturel contenus dans le gaz naturel,

15 les éventuels liquides du gaz naturel qui ont été condensés sont séparés dans un séparateur principal (16) du flux d'alimentation de gaz naturel, ce dernier traversant alors un échangeur de chaleur cryogénique principal (4) pour former un premier flux de gaz naturel (F-1) contribuant par échange thermique, d'une part au pré-refroidissement
20 d'un flux principal de gaz naturel (F-P) circulant à contre-courant au travers de l'échangeur de chaleur cryogénique principal, et d'autre part, au refroidissement d'un flux initial de gaz réfrigérant (G-0) circulant à contre-courant dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal,

25 en sortie de l'échangeur de chaleur cryogénique principal, le premier flux de gaz naturel (F-1) qui est à une température T2 supérieure à T1 et voisine de la température d'une source chaude est comprimé à une pression P2 au moyen d'un compresseur (6b) entraîné par la turbine de détente à température ambiante (6a) avant d'être admis à l'aspiration d'un compresseur de gaz naturel (12) pour y être davantage comprimé à
30 une pression P3 supérieure à P2 et former un deuxième flux de gaz naturel (F-2),

le deuxième flux de gaz naturel (F-2) au refoulement du compresseur de gaz naturel (12) est pour partie détendu et mélangé au flux d'alimentation de gaz naturel (F-0) en amont de la turbine de détente
35 à température ambiante, et pour partie forme le flux principal de gaz naturel (F-P),

une fraction de ce flux principal de gaz naturel (F-P) traverse l'échangeur de chaleur cryogénique principal afin d'y être refroidi jusqu'à une température T3 suffisamment basse pour permettre la liquéfaction du gaz naturel ;

5

b) un second cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel dans lequel, successivement :

une autre fraction du flux principal de gaz naturel (F-P) est extraite de l'échangeur de chaleur cryogénique principal à une température T4 supérieure à T3 pour être dirigée vers une turbine de détente intermédiaire (8a) afin que sa température soit abaissée par détente jusqu'à une température T5 inférieure à T4 et former un troisième flux de gaz naturel (F-3),

le troisième flux de gaz naturel (F-3) est réintroduit dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal pour refroidir par échange thermique le flux de gaz naturel principal et le flux initial de gaz réfrigérant circulant à contre-courant dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal,

en sortie de l'échangeur de chaleur cryogénique principal, le troisième flux de gaz naturel (F-3) qui est à une température T6 voisine de la température de la source chaude est dirigé vers un compresseur (8b) entraîné par la turbine de détente intermédiaire (8a) pour y être comprimé puis il est refroidi avant d'être mélangé au premier flux de gaz naturel en amont du compresseur de gaz naturel (12) ;

25

c) un cycle réfrigérant fermé au gaz réfrigérant dans lequel, successivement :

un flux initial de gaz réfrigérant (G-0) avec une température T7 voisine de la température de la source chaude et préalablement comprimé par un compresseur de gaz réfrigérant (14) est circulé dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal (4) pour y être pré-refroidi,

à la sortie de l'échangeur de chaleur cryogénique principal, le flux initial de gaz réfrigérant (G-0) qui est à une température T8 inférieure à T7 est dirigé vers une turbine de détente à basse température (10a) afin que sa température soit abaissée par détente jusqu'à une température T9 inférieure à T8, le premier flux de gaz réfrigérant (G-1) ainsi formé étant

35

réintroduit dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal pour contribuer au refroidissement du flux principal de gaz naturel (F-P) et du flux initial de gaz réfrigérant (G-0) ;

5 à la sortie de l'échangeur de chaleur cryogénique principal, le premier flux de gaz réfrigérant (G-1) qui est à une température T10 voisine de la température de la source chaude est dirigé vers un compresseur (10b) entraîné par la turbine de détente à basse température (10a) pour y être comprimé avant d'être refroidi puis dirigé vers l'aspiration du compresseur de gaz réfrigérant (14).

10

2. Procédé selon la revendication 1, dans lequel, au cours du second cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel, le flux de gaz naturel en sortie du compresseur (8b) entraîné par la turbine de détente intermédiaire (8a) est refroidi puis mélangé au premier flux de gaz naturel avant d'être dirigé vers l'entrée du compresseur (6b) entraîné par la turbine de détente à température ambiante (6a).

15

3. Procédé selon l'une des revendications 1 et 2, dans lequel, au cours du premier cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel, le flux d'alimentation de gaz naturel à l'admission de la turbine de détente à température ambiante (6a) est davantage refroidi dans un échangeur de chaleur auxiliaire (36).

20

4. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 3, dans lequel, au cours du second cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel, le troisième flux de gaz naturel (F-3) à l'échappement de la turbine de détente intermédiaire (8a) est dirigé vers un séparateur auxiliaire (40) à la sortie duquel le flux de gaz naturel est réintroduit dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal (4), le flux de liquides du gaz naturel à la sortie du séparateur auxiliaire (40) étant pompé en totalité ou en partie vers le séparateur principal (16) pour contribuer à l'absorption de liquides du gaz naturel.

30

5. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 4, dans lequel, au cours du premier cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel, une partie de la fraction de flux principal de gaz naturel (F-P) qui

35

traverse l'échangeur de chaleur cryogénique principal (4) afin d'y être refroidi est extraite dudit échangeur de chaleur cryogénique principal à une température T11 supérieure à la température T3 pour être dirigée vers le séparateur principal (16) de façon à contribuer à l'absorption de liquides du gaz naturel.

6. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 5, dans lequel, au cours du premier cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel, le flux d'alimentation de gaz naturel (F-0) est détendu et sa température abaissée au moyen de la turbine de détente à température ambiante (6a) sans subir de pré-refroidissement préalable dans l'échangeur de chaleur cryogénique principal.

7. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 6, dans lequel, au cours du premier cycle réfrigérant semi-ouvert au gaz naturel, le flux d'alimentation de gaz naturel à l'échappement de la turbine de détente à température ambiante (6a) est introduit dans le séparateur principal (16) à la sortie duquel un flux de liquides du gaz naturel (F-HL) est récupéré.

8. Procédé selon la revendication 7, dans lequel le flux de liquides du gaz naturel (F-HL) récupéré est réchauffé et partiellement vaporisé en vue de faciliter son traitement en aval.

9. Procédé selon l'une des revendications 7 et 8, dans lequel la puissance thermique nécessaire pour réchauffer le flux de liquides du gaz naturel (F-HL) provient du refroidissement du flux principal de gaz naturel (F-P) et/ou du flux initial de gaz réfrigérant (G-0).

10. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 9, dans lequel la pression du flux principal de gaz naturel (F-P) est supérieure à la pression critique du gaz naturel.

11. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 10, dans lequel :

la température T1 est comprise entre -40°C et -60°C ;

5 la température T3 est comprise entre -140°C et -160°C ;
la température T4 est comprise entre -10°C et -40°C ;
la température T5 est comprise entre -80°C et -110°C ;
la température T8 est comprise entre -80°C et -110°C ;
la température T9 est comprise entre -140°C et -160°C ;
la pression P0 est comprise entre 5 et 10 MPa ;
la pression P1 est comprise entre 1 et 3 MPa ;
la pression P2 est comprise entre 2 et 4 MPa ; et
la pression P3 est comprise entre 6 et 10 MPa.

10

12. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 11,
dans lequel le gaz réfrigérant comprend majoritairement de l'azote.

15 13. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 12,
dans lequel il est mis en œuvre à bord d'une installation de liquéfaction de
gaz naturel en mer.

20 14. Installation de liquéfaction de gaz naturel pour la mise en
œuvre du procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 13,
comprenant :

25 une turbine de détente à température ambiante (6a) destinée à
recevoir un flux d'alimentation de gaz naturel (F-0) ainsi qu'une partie
d'un deuxième flux de gaz naturel (F-2) provenant du refoulement d'un
compresseur de gaz naturel (12) et ayant un échappement relié à une
entrée d'un séparateur principal (16) ;

un échangeur de chaleur cryogénique principal (4) destiné à
recevoir des flux de gaz naturels (F-P, F-1, F-3) et de gaz réfrigérant ;

30 un compresseur (6b) entraîné par la turbine de détente à
température ambiante (6a) destiné à recevoir un premier flux de gaz
naturel (F-1) issu d'un séparateur principal (16) et ayant une sortie reliée
à l'aspiration du compresseur de gaz naturel (12) ;

35 une turbine de détente à température intermédiaire (8a)
destinée à recevoir une partie d'un flux principal de gaz naturel (F-P)
provenant du refoulement du compresseur de gaz naturel (12) et reliée en
entrée et en sortie à l'échangeur de chaleur cryogénique principal (4) ;

un compresseur (8b) entraîné par la turbine de détente à température intermédiaire (8a) destiné à recevoir un troisième flux de gaz naturel (F-3) issu de l'échangeur de chaleur cryogénique principal (4) ;

5 une turbine de détente à basse température (10a) pour du gaz réfrigérant reliée en entrée et en sortie à l'échangeur de chaleur cryogénique principal (4) ; et

un compresseur (10b) entraîné par la turbine de détente à basse température (10a) et ayant une sortie reliée à l'aspiration d'un compresseur de gaz réfrigérant (14).

10

15 15. Installation selon la revendication 14, dans laquelle le compresseur de gaz naturel (12) et le compresseur de gaz réfrigérant (14) sont entraînés par une même machine d'entraînement (ME) fournissant la puissance nécessaire à l'augmentation de pression du gaz naturel à liquéfier ainsi qu'à la compression des fluides circulants dans les trois cycles réfrigérants.

20 16. Installation selon l'une des revendications 14 et 15, dans laquelle le compresseur de gaz naturel (12) est en aval des compresseurs entraînés par la turbine de détente à température ambiante (6a) et la turbine de détente à température intermédiaire (8a), et dans laquelle le compresseur de gaz réfrigérant (14) est en aval du compresseur entraîné par la turbine de détente à basse température (10a).

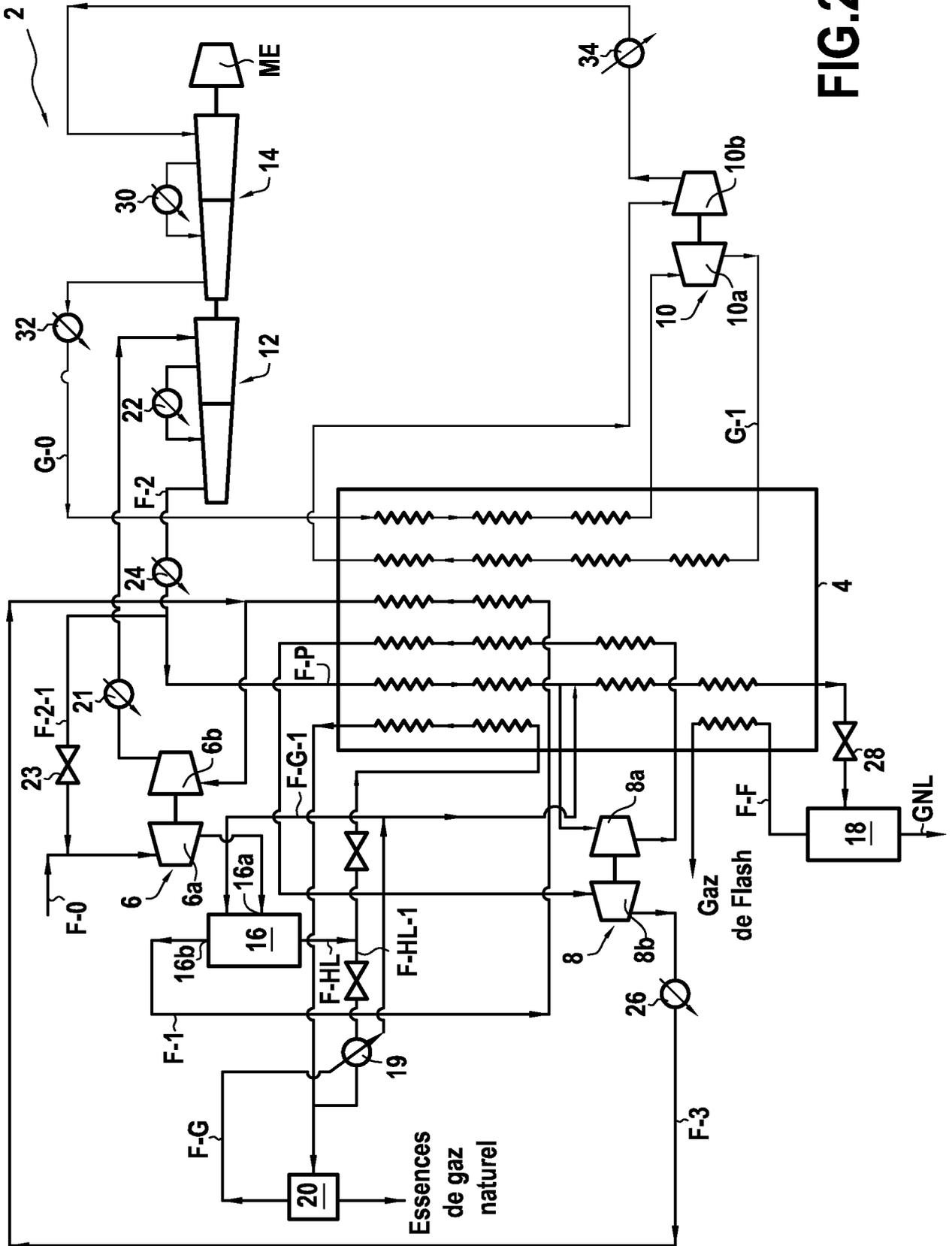


FIG.2

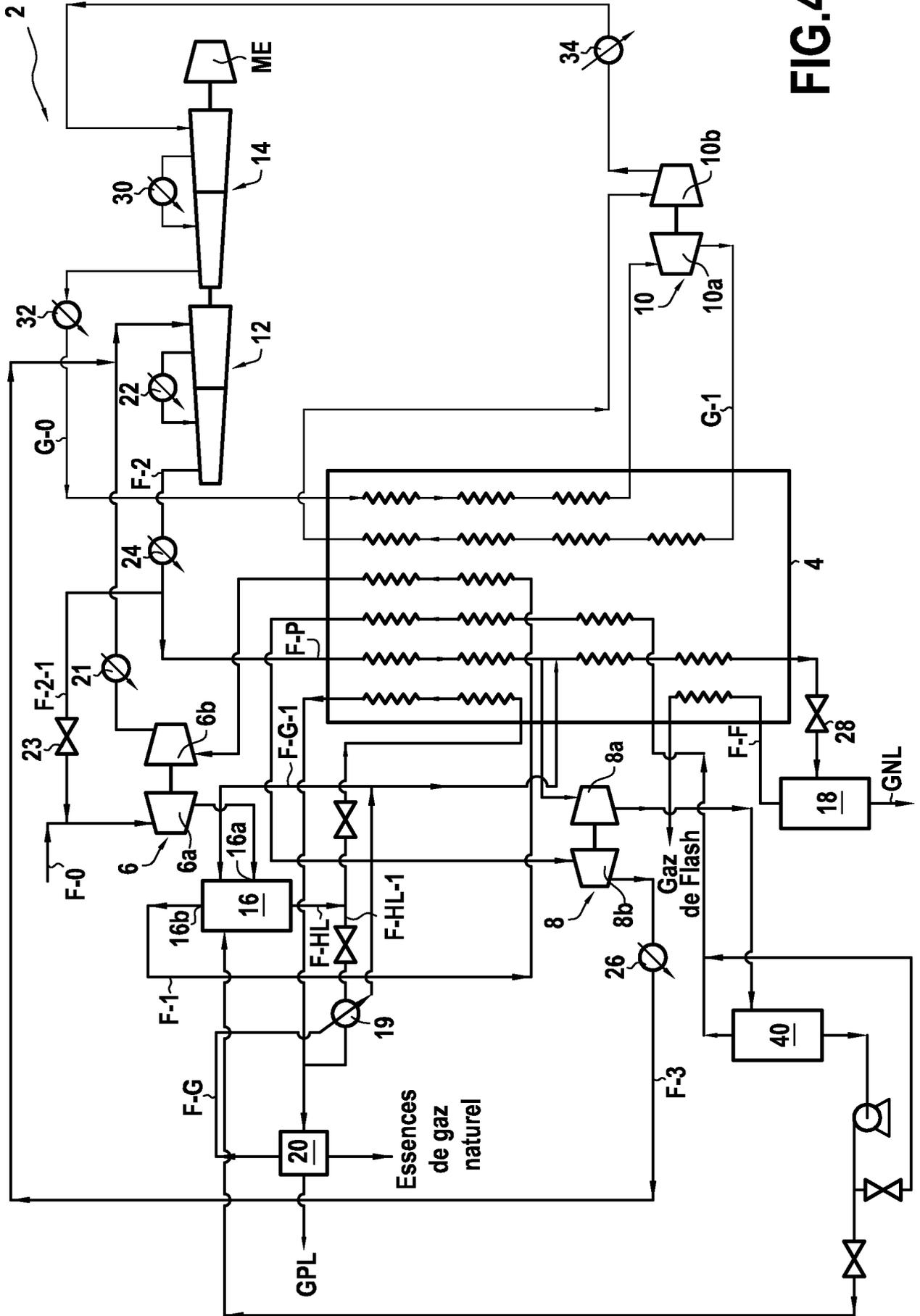


FIG.4

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No
PCT/FR2017/051630

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
INV. F25J1/00 F25J1/02
ADD.
According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED
Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)
F25J
Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)
EPO-Internal, WPI Data

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	FR 2 317 609 A1 (LUMMUS CO [US]) 4 February 1977 (1977-02-04) figure 1	1-16
A	WO 97/13109 A1 (BHP PETROLEUM PTY LTD [AU]; DUBAR CHRISTOPHER ALFRED TIMOT [AU]) 10 April 1997 (1997-04-10) figure 3	1-16
A	WO 2013/057314 A2 (SINGLE BUOY MOORINGS [CH]) 25 April 2013 (2013-04-25) figure 2	1-16
A	FR 2 977 015 A1 (SAIPEM SA [FR]) 28 December 2012 (2012-12-28) figure 2	1-16
	----- -/--	

Further documents are listed in the continuation of Box C.

See patent family annex.

* Special categories of cited documents :

- "A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance
- "E" earlier application or patent but published on or after the international filing date
- "L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)
- "O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means
- "P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention

"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone

"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art

"&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search 6 October 2017	Date of mailing of the international search report 19/10/2017
Name and mailing address of the ISA/ European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2 NL - 2280 HV Rijswijk Tel. (+31-70) 340-2040, Fax: (+31-70) 340-3016	Authorized officer Schopfer, Georg

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No
PCT/FR2017/051630

C(Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	WO 2007/021351 A1 (EXXONMOBIL UPSTREAM RES CO [US]; MINTA MOSES [US]; STANLEY KEVIN N [US] 22 February 2007 (2007-02-22) figure 3 -----	1-16

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International application No

PCT/FR2017/051630

Patent document cited in search report	Publication date	Patent family member(s)	Publication date
FR 2317609	A1	04-02-1977	CA 1109388 A 22-09-1981
			FR 2317609 A1 04-02-1977
			GB 1558263 A 19-12-1979
			US 4012212 A 15-03-1977

WO 9713109	A1	10-04-1997	AT 234450 T 15-03-2003
			AT 238529 T 15-05-2003
			AU 718068 B2 06-04-2000
			AU 7139696 A 28-04-1997
			DE 69626665 D1 17-04-2003
			DE 69626665 T2 05-02-2004
			DE 69627687 D1 28-05-2003
			DE 69627687 T2 22-01-2004
			EP 0857285 A1 12-08-1998
			EP 0862717 A1 09-09-1998
			JP 3869854 B2 17-01-2007
			JP 2000506591 A 30-05-2000
			JP 2000513757 A 17-10-2000
			NO 981514 A 03-06-1998
			NO 981515 A 03-06-1998
			RU 2141084 C1 10-11-1999
			RU 2141611 C1 20-11-1999
			US 5916260 A 29-06-1999
			US 6250244 B1 26-06-2001
WO 9713108 A1 10-04-1997			
WO 9713109 A1 10-04-1997			

WO 2013057314	A2	25-04-2013	AU 2012324797 A1 12-06-2014
			CN 103998881 A 20-08-2014
			EP 2769159 A2 27-08-2014
			JP 6140713 B2 31-05-2017
			JP 2015501410 A 15-01-2015
			KR 20140093952 A 29-07-2014
			SG 11201401673W A 26-09-2014
			US 2014245780 A1 04-09-2014
			WO 2013057314 A2 25-04-2013

FR 2977015	A1	28-12-2012	AU 2012273829 A1 19-12-2013
			BR 112013033341 A2 31-01-2017
			EP 2724100 A2 30-04-2014
			FR 2977015 A1 28-12-2012
			US 2014190205 A1 10-07-2014
			WO 2012175889 A2 27-12-2012

WO 2007021351	A1	22-02-2007	AU 2006280426 A1 22-02-2007
			CA 2618576 A1 22-02-2007
			EP 1929227 A1 11-06-2008
			JP 5139292 B2 06-02-2013
			JP 2009504838 A 05-02-2009
			US 2009217701 A1 03-09-2009
			WO 2007021351 A1 22-02-2007

RAPPORT DE RECHERCHE INTERNATIONALE

Demande internationale n°

PCT/FR2017/051630

A. CLASSEMENT DE L'OBJET DE LA DEMANDE INV. F25J1/00 F25J1/02 ADD.		
Selon la classification internationale des brevets (CIB) ou à la fois selon la classification nationale et la CIB		
B. DOMAINES SUR LESQUELS LA RECHERCHE A PORTE		
Documentation minimale consultée (système de classification suivi des symboles de classement) F25J		
Documentation consultée autre que la documentation minimale dans la mesure où ces documents relèvent des domaines sur lesquels a porté la recherche		
Base de données électronique consultée au cours de la recherche internationale (nom de la base de données, et si cela est réalisable, termes de recherche utilisés) EPO-Internal, WPI Data		
C. DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		
Catégorie*	Identification des documents cités, avec, le cas échéant, l'indication des passages pertinents	no. des revendications visées
A	FR 2 317 609 A1 (LUMMUS CO [US]) 4 février 1977 (1977-02-04) figure 1	1-16
A	----- WO 97/13109 A1 (BHP PETROLEUM PTY LTD [AU]; DUBAR CHRISTOPHER ALFRED TIMOT [AU]) 10 avril 1997 (1997-04-10) figure 3	1-16
A	----- WO 2013/057314 A2 (SINGLE BUOY MOORINGS [CH]) 25 avril 2013 (2013-04-25) figure 2	1-16
A	----- FR 2 977 015 A1 (SAIPEM SA [FR]) 28 décembre 2012 (2012-12-28) figure 2	1-16
	----- -/--	
<input checked="" type="checkbox"/> Voir la suite du cadre C pour la fin de la liste des documents <input checked="" type="checkbox"/> Les documents de familles de brevets sont indiqués en annexe		
* Catégories spéciales de documents cités:		
"A" document définissant l'état général de la technique, non considéré comme particulièrement pertinent "E" document antérieur, mais publié à la date de dépôt international ou après cette date "L" document pouvant jeter un doute sur une revendication de priorité ou cité pour déterminer la date de publication d'une autre citation ou pour une raison spéciale (telle qu'indiquée) "O" document se référant à une divulgation orale, à un usage, à une exposition ou tous autres moyens "P" document publié avant la date de dépôt international, mais postérieurement à la date de priorité revendiquée		"T" document ultérieur publié après la date de dépôt international ou la date de priorité et n'appartenant pas à l'état de la technique pertinent, mais cité pour comprendre le principe ou la théorie constituant la base de l'invention "X" document particulièrement pertinent; l'invention revendiquée ne peut être considérée comme nouvelle ou comme impliquant une activité inventive par rapport au document considéré isolément "Y" document particulièrement pertinent; l'invention revendiquée ne peut être considérée comme impliquant une activité inventive lorsque le document est associé à un ou plusieurs autres documents de même nature, cette combinaison étant évidente pour une personne du métier "&" document qui fait partie de la même famille de brevets
Date à laquelle la recherche internationale a été effectivement achevée 6 octobre 2017		Date d'expédition du présent rapport de recherche internationale 19/10/2017
Nom et adresse postale de l'administration chargée de la recherche internationale Office Européen des Brevets, P.B. 5818 Patentlaan 2 NL - 2280 HV Rijswijk Tel. (+31-70) 340-2040, Fax: (+31-70) 340-3016		Fonctionnaire autorisé Schopfer, Georg

C(suite). DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		
Catégorie*	Identification des documents cités, avec, le cas échéant, l'indication des passages pertinents	no. des revendications visées
A	<p>WO 2007/021351 A1 (EXXONMOBIL UPSTREAM RES CO [US]; MINTA MOSES [US]; STANLEY KEVIN N [US] 22 février 2007 (2007-02-22) figure 3</p> <p style="text-align: center;">-----</p>	1-16

RAPPORT DE RECHERCHE INTERNATIONALE

Renseignements relatifs aux membres de familles de brevets

Demande internationale n°

PCT/FR2017/051630

Document brevet cité au rapport de recherche		Date de publication	Membre(s) de la famille de brevet(s)		Date de publication
FR 2317609	A1	04-02-1977	CA	1109388 A	22-09-1981
			FR	2317609 A1	04-02-1977
			GB	1558263 A	19-12-1979
			US	4012212 A	15-03-1977

WO 9713109	A1	10-04-1997	AT	234450 T	15-03-2003
			AT	238529 T	15-05-2003
			AU	718068 B2	06-04-2000
			AU	7139696 A	28-04-1997
			DE	69626665 D1	17-04-2003
			DE	69626665 T2	05-02-2004
			DE	69627687 D1	28-05-2003
			DE	69627687 T2	22-01-2004
			EP	0857285 A1	12-08-1998
			EP	0862717 A1	09-09-1998
			JP	3869854 B2	17-01-2007
			JP	2000506591 A	30-05-2000
			JP	2000513757 A	17-10-2000
			NO	981514 A	03-06-1998
			NO	981515 A	03-06-1998
			RU	2141084 C1	10-11-1999
			RU	2141611 C1	20-11-1999
			US	5916260 A	29-06-1999
US	6250244 B1	26-06-2001			
WO	9713108 A1	10-04-1997			
WO	9713109 A1	10-04-1997			

WO 2013057314	A2	25-04-2013	AU	2012324797 A1	12-06-2014
			CN	103998881 A	20-08-2014
			EP	2769159 A2	27-08-2014
			JP	6140713 B2	31-05-2017
			JP	2015501410 A	15-01-2015
			KR	20140093952 A	29-07-2014
			SG	11201401673W A	26-09-2014
			US	2014245780 A1	04-09-2014
			WO	2013057314 A2	25-04-2013

FR 2977015	A1	28-12-2012	AU	2012273829 A1	19-12-2013
			BR	112013033341 A2	31-01-2017
			EP	2724100 A2	30-04-2014
			FR	2977015 A1	28-12-2012
			US	2014190205 A1	10-07-2014
			WO	2012175889 A2	27-12-2012

WO 2007021351	A1	22-02-2007	AU	2006280426 A1	22-02-2007
			CA	2618576 A1	22-02-2007
			EP	1929227 A1	11-06-2008
			JP	5139292 B2	06-02-2013
			JP	2009504838 A	05-02-2009
			US	2009217701 A1	03-09-2009
			WO	2007021351 A1	22-02-2007
